

# Université Mohamed Boudiaf - M'Sila

FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Numéro de série :

Numéro d'inscription : D.EN/3C/03/21

## Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

## DOCTORAT LMD

**Filière :** Génie mécanique

**Spécialité :** Énergétique

### THEME

## Exploitation de l'Energie Solaire à M'Sila

Présentée Par

**BOUCHAREB Khaled**

Soutenue le : 29 / 09 / 2024

Devant le jury composé de :

<u>Nom &amp; Prénom</u>	<u>Grade</u>	<u>Etablissement</u>	<u>Qualité</u>
BENARIOUA Younes	Professeur	Univ. de M'Sila	Président
IHADDADENE Nabila	Professeur	Univ. de M'Sila	Encadreur
BELKHIRI Khellaf	MCB	Univ. de M'Sila	Co-Encadreur
BENDERRADJI Razik	MCA	Univ. de M'Sila	Examineur
RAOUACHE Elhadj	MCA	Univ. de Bordj Bou Arréridj	Examineur

Année Universitaire : 2023/2024

## **Dédicaces**

Je dédie ce modeste travail à :

À mes chers parents ;

À ma chère épouse ;

Le diamant de mon cœur, ce sont mes filles : Nour Al-Huda, Sophia et Yasmine ;

Mes chers sœurs et frères ;

À toute ma famille ;

À tous mes amis et mes collègues.

**Bouchareb Khaled**

## Remerciements

Je tiens tout d'abord à exprimer ma sincère gratitude à mon superviseur, **Mme Pr. Ihaddadene Nabila** Professeur à l'université de M'Sila, pour ses conseils, sa patience, son aide, sa compréhension et ses encouragements tout au long du travail de ma thèse.

J'adresse également mes remerciements à mon Co-superviseur, Monsieur **Dr. Belkhiri Khallaf**, Maître de Conférences à l'université de M'Sila, pour ses précieux conseils tout au long de ce projet et pour son attitude positive qui m'a motivé.

J'adresse mes remerciements aussi au Monsieur **Pr. Ben Arioua Younes**, Professeur à l'Université de M'Sila, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je tiens à remercier Monsieur **Dr. Raouache Elhadj**, maître de conférences à l'Université de Mohamed El Bachir El Ibrahimi - B.B.A., d'avoir accepté d'étudier ce travail et de faire partie du comité de discussion.

Une sincère gratitude est également adressée au Monsieur **Dr. Benderradji Razik** maître de conférences à l'Université de M'Sila, pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Enfin, ma plus profonde gratitude va à ma famille, mes amis pour leur soutien inconditionnel tout au long de ces années faites de bons et de durs moments.

**Bouchareb Khaled**

# Sommaire

Dédicaces .....	I
Remerciements .....	II
Sommaire .....	III
Listes des Tableaux .....	VII
Listes des Figures .....	VIII
Nomenclature .....	XI
Introduction Générale.....	2

## Chapitre I : Recherche Bibliographique

I.1 Introduction.....	8
PARTIE A.....	8
I.2. Monographie de M'Sila .....	8
I.2.1. Situation géographique de M'Sila.....	8
I.2.2. Population de la wilaya de M'Sila .....	9
I.2.3. Caractéristiques naturelles et conditions climatiques.....	10
I.2.3.1. Relief .....	10
I.2.3.2. Climat .....	11
I.2.4. Potentiel hydrique .....	12
I.2.5. Industrie à M'Sila.....	14
I.2.5.1. Description de la centrale thermique de M'Sila .....	16
I.2.5.1.1. Présentation de la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz.....	16
I.2.5.1.2. Présentation de la centrale thermique de M'Sila .....	17
PARTIE B .....	21
I.3. Énergie solaire concentrée (CSP) .....	21
I.3.1. Développement historique de l'énergie solaire concentrée (CSP).....	21
I.4. Technologies d'énergie solaire concentrée (CSP) .....	24
I.4.1. Généralités.....	24
I.4.1.1. Technologie de tour solaire (SPT).....	28
I.4.1.2. Technologie de parabole de Stirling ou Concentrateur parabolique (SPD) .....	30

I.4.1.3. Technologie du collecteur Linéaire de Fresnel (LFC).....	32
I.4.1.4. Technologie de collecteur cylindro-parabolique (PTC) .....	33
I.4.2. Principaux composants d'une centrale solaire thermique à collecteur cylindro-parabolique (PTCSTPP) .....	35
I.4.2.1. Structure de support et réflecteur (miroir) .....	36
I.4.2.2. Tube récepteur ou élément collecteur de chaleur (HCE) .....	38
I.4.2.3. Fluide caloporteur (HTF).....	39
I.4.2.4. Bloc de puissance .....	41
I.4.2.5. Système de poursuite solaire .....	43
I.4.3. Solutions pour Améliorer le potentiel des centrales CSP avec la technologie PTC .....	44
I.4.3.1. Systèmes de stockage d'énergie thermique (TES).....	44
I.4.3.1.1. Techniques de stockage .....	45
I.4.3.2. Hybridation des centrales CSP avec la technologie PTC .....	49
I.4.3.2.1. Configuration solaire/ combustible fossile : .....	49
I.4.3.2.2. Configuration solaire/ cycle combiné .....	49
I.4.4. Comparaison de différentes technologies CSP .....	50
I.4.5. Exigences clés pour les centrales CSP .....	54
I.4.5.1. Situation géographique avec un rayonnement solaire élevé.....	55
I.4.5.2. Utilisation des terres et couverture du sol .....	56
I.4.5.3. Disponibilité de l'eau .....	57
I.4.5.4. Disponibilité des infrastructures .....	59
I.4.5.5. Évaluation des réseaux de transport d'électricité.....	59
I.4.5.6. Disponibilité d'un réseau de transport .....	59
I.4.5.7. Évaluation du vent .....	60
I.4.5.8. Financement.....	60
I.4.5.9. Acceptation de la communauté.....	61
I.4.6. Avantages et inconvénients des CSP .....	61
I.4.7. Répartition mondiale des centrales CSP .....	64
I.4.8. Programme d'énergies renouvelables lié à la technologie CSP en Algérie.....	70
I.4.8.1. Développement de projets de centrales CSP avec la technologie PTC en Algérie ....	71
I.4.8.1.1. Première centrale solaire intégrée à cycle combiné (ISCC) de Hassi R'mel.....	71

I.4.8.1.2. Futurs projets de centrales CSP avec la technologie PTC en Algérie .....	74
PARTIE C .....	75
I.5. Travaux de recherche concernant les centrales CSP avec la technologie PTC en Algérie.....	75
I.5.1. But de l'aperçu .....	75
I.5.1.1. Études de simulation.....	75
I.5.1.2. Etudes expérimentales .....	89
I.6. Etude d'implantations de la centrale Andasol-1 dans différentes régions du monde .....	91
I.7. Conclusion .....	94

## **Chapitre II : Matériel Et Méthode**

II.1. Introduction .....	96
II.2. Logiciel de simulation .....	96
II.2.1. Présentation du logiciel SAM .....	96
II.2.2. Base de calcul du logiciel SAM.....	99
II.3. Données météorologiques.....	100
II.4. Méthodologie.....	101
II.5. Sélection des sites et évaluation des ressources .....	102
II.5.1. Description des sites sélectionnés .....	103
II.5.2. Données météorologiques pour les sites sélectionnés .....	104
II.6. Centrale solaire thermique à Collecteur cylindro-parabolique.....	106
II.6.1. Spécifications techniques de la centrale CSP de référence (Andasol-1) .....	107
II.6.2. Caractéristiques de la centrale CSP à technologie PTC proposée à M'Sila et Tamanrasset .....	109
II.7. Analyse énergétique et économique .....	110
II.7.1. Analyse énergétique.....	110
II.7.2. Analyse économique.....	115
II.8. Conclusion .....	116

## **Chapitre III : Résultats Et Discussions**

III.1. Introduction .....	119
III.2. Performances d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila .....	119
III.2.1. Validation des résultats.....	120
III.2.2. Simulation de la centrale d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila.....	121

III.2.3. Simulation de la centrale électrique d'Andasol-1 dans différentes conditions climatiques .....	132
III.2.4. Analyse économique de la centrale d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila.....	135
III.3. Etude des performances technico-économiques et optimisation d'une centrale CSP dans les conditions climatiques algériennes.....	136
III.3.1. Analyse des performances de la conception de la centrale CSP .....	136
III.3.2. Analyse des coûts .....	141
III.3.3. Analyse des impacts environnementaux.....	141
III.3.4. Optimisation de la conception initiale de la centrale CSP.....	142
III.3.5. Comparaison des performances des centrales solaires proposées avec des études similaires.....	147
III.4. Conclusion.....	147
Conclusion et recommandations .....	150
Références Bibliographiques.....	156
Résumé	

## Listes des Tableaux

Tableau I.1. Énergie électrique annuelle totale générée par la centrale thermique de M'Sila.....	18
Tableau I.2. La quantité annuelle totale de gaz naturel consommée par la centrale thermique de M'Sila.....	20
Tableau I.3. Comparaison entre les principales technologies CSP.....	50
Tableau I.4. Les centrales CSP actuellement en service dans le monde.....	66
Tableau I.5. Les centrales CSP en cours de construction.....	68
Tableau I.6. Les centrales CSP actuellement non opérationnel.....	68
Tableau I.7. Les Centrales CSP complètement hors service.....	69
Tableau I.8. Trois nouveaux projets CSP sont à différents stades d'étude.....	75
Tableau II.1. Caractéristiques des emplacements sélectionnés analysés dans cette étude.....	106
Tableau II.2. Données techniques de la centrale de référence (Andasol-1).....	109
Tableau II.3. Les paramètres de conception initiaux de la centrale CSP proposée.....	110
Tableau II.4. Les principaux paramètres d'entrée financière utilisés dans l'analyse économique des centrales CSP étudiées.....	116
Tableau III.1. Résultats sur le fonctionnement de la centrale Andasol-1 dans les conditions climatiques de son emplacement, à la fois réelles et simulées.....	120
Tableau III.2. Différences en pourcentage entre les résultats rapportés liés aux performances de la centrale de référence dans le cadre du climat de son emplacement.....	121
Tableau III.3. Effet des conditions météorologiques sur la puissance de sortie d'Andasol-1 à l'aide d'une régression linéaire pas à pas.....	131
Tableau III.4. Comparaison de la performance énergétique annuelle des centrales CSP proposées en Algérie.....	141
Tableau III.5. Quantités annuelles de gaz naturel préservé, émissions de CO <sub>2</sub> évitées et consommation annuelle d'eau des centrales CSP proposées (m <sup>3</sup> ).....	142
Tableau III.6. Comparaison des performances de la conception optimisée et initiale de la centrale solaire proposée pour deux sites en Algérie.....	146
Tableau III.7. Comparaison des performances de la centrale solaire proposée avec d'autres études similaires.....	147

## Listes des Figures

Figure I.1. Localisation de la Wilaya de M'Sila .....	9
Figure I.2. Carte de l'occupation des sols de la wilaya .....	11
Figure I.3. Le barrage de K'sob .....	13
Figure I.4. Vue générale de la station d'épuration des eaux usées de M'Sila .....	14
Figure I.5. La centrale thermique de M'Sila. ....	19
Figure I.6. Un des cinq PTC installés à Meadi (Egypte) en 1913 .....	23
Figure I.7. Les principaux composants d'un système CSP avec stockage .....	25
Figure I.8. Représentation schématique des composants d'un système CSP .....	27
Figure I.9. Une TSTPP où plusieurs héliostats se déplacent sur deux axes pour concentrer les rayons du soleil sur un récepteur fixe monté sur la tour .....	28
Figure I.10. Un SPD à Moteur Stirling qui suit le soleil sur deux axes .....	30
Figure I.11. SPD à Moteur Stirling .....	31
Figure I.12. Réflecteur de Fresnel linéaire dans lequel plusieurs miroirs se déplacent sur un seul axe pour concentrer l'irradiation solaire sur un récepteur linéaire fixe .....	33
Figure I.13. Un PTC qui suit le soleil sur un axe .....	34
Figure I.14. Composante principale et disposition d'une centrale centrales CSP à technologie PTC .....	35
Figure I.15. Structure de support et réflecteur de PTC .....	37
Figure I.16. Tube récepteur pour un PTC typique .....	39
Figure I.17. Système TES directe (A) et (B) indirecte à deux réservoirs .....	47
Figure I.18. Combinaison possible d'hybridation et de système TES dans une centrale à technologie PTC .....	50
Figure I.19. Capacité totale installée pour chaque technologie CSP .....	51
Figure I.20. Comparaison des facteurs moyens d'occupation du sol entre les différentes technologies .....	52
Figure I.21. Champ solaire moyen requis en (m <sup>2</sup> ) pour 1 MW de capacité pour chaque technologie .....	52
Figure I.22. Irradiation annuelle directe normale en kWh / m <sup>2</sup> /an .....	56
Figure I.23. Camions de nettoyage pour nettoyer les miroirs réfléchissants dans le champ solaire de Shams-1 .....	58
Figure I.24. Principaux avantages de la technologie CSP .....	62

Figure I.25. Développement des capacités des centrales CSP de 2010 à 2020 .....	65
Figure I.26. Répartition mondiale de la capacité CSP installée (MW) .....	66
Figure I.27. Nombre de projets CSP installés chaque année depuis 2004 .....	69
Figure I.28. Zone Hassi R'mel .....	72
Figure I.29. Schéma de la centrale hybride SPP1 à Hassi r'mel .....	73
Figure I.30. Schéma de coupe transversale du récepteur .....	79
Figure I.31. Schéma du tube absorbeur proposé .....	79
Figure I.32. Configuration du modèle de tube récepteur avec paramètres géométriques .....	81
Figure I.33. Schémas de suivi Est-Ouest avec alignement Nord-Sud .....	82
Figure I.34. Le prototype réalisé de PTC avec le nouveau système de suivi du soleil .....	83
Figure I.35. Le PTC avec couvercle en verre plat .....	84
Figure I.36. Le Chauffe-eau solaire .....	90
Figure I.37. Modèle expérimental d'un PTC .....	91
Figure II.1. Page de démarrage du logiciel de simulation SAM .....	98
Figure II.2. Organigramme illustrant la structure du modèle SAM .....	99
Figure II.3. Interface du logiciel de simulation SAM. ....	100
Figure II.4. Localisations des sites sélectionnés sur la carte .....	103
Figure II.5. Irradiation directe normale moyenne et température ambiante à M'Sila. ....	105
Figure II.6. Irradiation directe normale moyenne et température ambiante à Tamanrasset.....	106
Figure II.7. Diagramme schématique d'une centrale CSP avec la technologie PTC et avec système de stockage. ....	107
Figure II.8. Vue en coupe transversale d'un collecteur cylindro-parabolique. ....	111
Figure III.1. Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs de l'été. ....	122
Figure III.2. Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs au printemps.....	124
Figure III.3. Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs de l'automne. ....	125
Figure III.4. Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs en hiver. ....	126
Figure III.5. Répartition horaire annuelle de l'énergie thermique générée par le champ solaire d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila. ....	127

Figure III.6. Répartition horaire annuelle de l'énergie thermique accumulée par le système de stockage d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila. ....	128
Figure III.7. Répartition horaire annuelle de la production électrique d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila. ....	129
Figure III.8. Production nette mensuelle d'électricité de la centrale d'Andasol-1 en fonction des conditions météorologiques à M'Sila .....	130
Figure III.9. Production nette d'électricité mensuelle et annuelle de la centrale d'Andasol-1 dans différentes zones du monde. ....	133
Figure III.10. DNI des zones étudiées et efficacités d'Andasol-1 qui y est installé .....	134
Figure III.11. La contribution relative des différentes composantes de la centrale solaire (Andasol-1) proposée à M'Sila au coût total. ....	135
Figure III.12. Énergie solaire thermique incidente sur le champ solaire à l'énergie électrique produite pour la centrale proposée sur le site de Tamanrasset. ....	137
Figure III.13. Énergie solaire thermique incidente sur le champ solaire à l'énergie électrique produite pour la centrale proposée sur le site de M'Sila. ....	138
Figure III.14. Production mensuelle d'énergie pour les centrales CSP à technologie PTC proposées en Algérie. ....	139
Figure III.15. Flux d'énergie annuel des centrales solaire proposées. ....	140
Figure III.16. La variation de la production annuelle d'énergie et LCOE avec le solaire multiple de la centrale CSP proposée à Tamanrasset. ....	144
Figure III.17. La variation de la production annuelle d'énergie et LCOE avec le solaire multiple de la centrale CSP proposée dans M'Sila. ....	144
Figure III.18. Les variations de la production annuelle d'énergie et LCOE avec les heures de pleine charge de système TES de la centrale solaire proposée à Tamanrasset. ....	145
Figure III.19. Les variations de la production annuelle d'énergie et LCOE avec les heures de pleine charge de système TES de la centrale solaire proposée à M'Sila. ....	146

## Nomenclature

### Abréviations techniques et scientifiques

	<b>Abréviations en Français</b>	<b>Abréviations en Anglais</b>
<b>CC</b>	Cycle combiné	Combined Cycle
<b>CF</b>	Facteur de capacité	Capacity Factor
<b>CSP</b>	Énergie solaire concentrée	Concentrating Solar Power
<b>DNI</b>	Irradiation directe normal	Direct Normal Irradiation
<b>DSG</b>	La production directe de vapeur	Direct Steam Generation
<b>FLH</b>	Heures de pleine charge	Full Load Hours
<b>HTF</b>	Le fluide caloporteur	Heat Transfer Fluid
<b>ISCC</b>	Système solaire intégré à cycle combiné	Integrated Solar Combined Cycle
<b>LCOE</b>	Le cout moyen actualisé de l'électricité	Levelized Cost of Electricity
<b>LFC</b>	Collecteur Linéaire de Fresnel	Linear Fresnel Collector
<b>LFSTPP</b>	La centrale solaire thermique linéaire de Fresnel	Linear Fresnel Solar Thermal Power Plant
<b>PV</b>	Les systèmes photovoltaïques	Photovoltaic systems
<b>PTC</b>	Collecteur cylindro-parabolique	Parabolic Trough Collector
<b>PTCSTPP</b>	La centrale solaire thermique à collecteur cylindro-parabolique	Parabolic Trough Collector Solar Thermal Power Plant
<b>SAM</b>	/	System Advisor Model
<b>SCA</b>	Assemblage de collecteur solaire	Solar Collector Assembly
<b>SPD</b>	Concentrateur parabolique	Solar Power Dish
<b>SM</b>	Multiple solaire	Solar Multiple
<b>SPT</b>	Tour d'énergie solaire	Solar Power Tower
<b>TAG</b>	Turbine à Gaz	Gas Turbine
<b>TAV</b>	Turbine à Vapeur	Steam Turbine

<b>TES</b>	Stockage d'énergie thermique	Thermal Energy Storage
<b>TMY</b>	Années météorologiques typiques	Typical Meteorological Years
<b>TRNSYS</b>	Programme Transient Systems Simulation	Transient Systems Simulation
<b>TSTPP</b>	Centrale solaire thermique à tour	Tower Solar Thermal Power Plant

### **Institutions, laboratoires, entreprises et autres**

<b>ABENER</b>	Entreprise tête du Groupe d'Ingénierie et Construction Industrielle d'Abengoa
<b>CDER</b>	Centre de Développement des Energies Renouvelables
<b>DLR</b>	Centre aérospatial allemand (German Aerospace Center)
<b>EGA</b>	L'entreprise électricité et gaz d'Algérie
<b>IEA</b>	Agence internationale de l'énergie (International Energy Agency)
<b>IRENA</b>	L'Agence internationale des énergies renouvelables (International Renewable Energy Agency)
<b>MENA</b>	La région Moyen-Orient et Afrique du Nord (Middle East and North Africa)
<b>NASA</b>	Administration Nationale de l'Espace et de l'Aéronautique (National Aeronautics and Space Administration)
<b>NEAL</b>	Société algérienne des énergies nouvelles (Société New Energy Algeria)
<b>NREL</b>	Laboratoire national des énergies renouvelables (National Renewable Energy Laboratory)
<b>ONS</b>	L'Office nationale des statistiques.
<b>SONELGAZ</b>	Société Nationale de l'Electricité et du Gaz
<b>SPE</b>	SONELGAZ Production Electricité
<b>SPP1</b>	Enterprise Solar Power Plant One

## Symboles

Symbole	Désignation	Unité
$A_{ap}$	La surface totale d'ouverture du champ solaire	(m <sup>2</sup> )
$C_n$	Le coût total annuel pour l'année n	(dollar)
ConcRat	Le Rapport de concentration	(-)
$C_{p_{fluid}}$	La chaleur spécifique	(KJ/kg. K)
d	Le taux d'actualisation	(%)
$F' U_L$	Le coefficient de perte	(W/m <sup>2</sup> °C)
$F_R (\tau\alpha)_n$	L'efficacité lorsque le rayonnement solaire est absorbé par l'absorbeur et éliminé par le fluide caloporteur à travers le collecteur	(-)
$I_0$	Les dépenses d'investissement initiales	(dollar)
IAM	Le modificateur d'angle d'incidence	(-)
$I_{beam}$	La quantité de rayonnement solaire incident sur la surface du capteur	(W/m <sup>2</sup> )
L	La longueur du collecteur	(m)
LCOE	Le cout moyen actualisé de l'électricité	(¢\$/kWh)
M	Le nombre de rangées de collecteurs en série	(-)
$\dot{m}$	Le débit massique du fluide caloporteur	(Kg/h)
N	La durée de vie économique du système	(ans)
n	Année de vie du système (1, 2, ... N)	(ans)
$N_{lignes\ parallèles}$	Le nombre de lignes parallèles	(-)
$N_{SCA}$	Le nombre total de collecteurs dans le champ solaire	(-)
$N_h^{TES}$	Le nombre d'heures à pleine charge du système de stockage d'énergie thermique	(Heurs)
$P_{soleil, incident}$	La puissance solaire radiative annuelle incidente sur la surface d'ouverture nette	(MWh <sub>th</sub> )

$P_{th, champ\ solaire}$	La puissance thermique produite par le champ solaire au point de conception	(MWh <sub>th</sub> )
$P_{absorbeur}$	La puissance annuelle reçue sur le tube absorbeur	(MWh <sub>th</sub> )
$P_{th, ent, pb}$	Le besoin en puissance thermique du bloc de puissance aux conditions nominales	(MWh <sub>th</sub> )
$P_{aux,cond}$	La consommation auxiliaire du condenseur	(kWh <sub>e</sub> )
$P_{\acute{e}l,turb}$	La puissance électrique produite par la turbine à vapeur	(MWh <sub>e</sub> )
$P_{\acute{e}l,PB}$	La puissance de sortie du bloc de puissance	(MWh <sub>e</sub> )
$P_{\acute{e}l,net,PB}$	La puissance nette produite par le bloc de puissance	(MWh <sub>e</sub> )
$P_{\acute{e}l,pompe}$	Le taux de consommation des pompes à condensats et à eau d'alimentation	(kWh <sub>e</sub> )
$P_{perte,tuyauterie}$	Le taux de pertes thermiques dans la tuyauterie	(kWh <sub>th</sub> )
$P_{\acute{e}l,a}$	La production annuelle nette d'électricité	(MWh <sub>e</sub> )
$Q_{rejet\acute{e}e}$	Énergie thermique rejetée du champ solaire	(MWh <sub>th</sub> )
$Q_m^{TES}$	La capacité maximum du système de stockage d'énergie thermique	(MWh <sub>th</sub> )
$Q_n$	L'électricité produite par la centrale électrique pour l'année $n$	(kWh)
$Q_u$	La puissance thermique délivrée par le collecteur	(MWh <sub>th</sub> )
$T_{amb}$	La température ambiante	(°C)
$T_{ent}$	La température du fluide caloporteur entrant dans le réseau de collecteurs	(°C)
$T_{sort}$	La température du fluide caloporteur sortant du collecteur	(°C)
$T_{max}$	La température maximale à laquelle le fluide peut quitter le collecteur	(°C)
$W_{ap}$	La largeur d'ouverture du collecteur	(m)

## Symboles grecs

Symbole	Désignation	Unité
$\alpha$	La capacité d'absorption du récepteur	(-)
$\eta_{\text{optique}}$	L'efficacité optique du collecteur	(%)
$\eta_{\text{thermique}}$	L'efficacité thermique de l'absorbeur	(%)
$\eta_{\text{champ solaire}}$	L'efficacité du champ solaire	(%)
$\eta_{\text{déf}}$	La fraction d'unités d'assemblage de collecteurs solaire défocalisées	(%)
$\eta_{\text{net,PB}}$	L'efficacité nette du bloc de puissance	(%)
$\eta_{\text{global}}$	L'efficacité annuelle globale de la centrale	(%)
$\eta_{\text{aux, champ solaire}}$	L'efficacité de l'auxiliaire du champ solaire	(%)
$\eta_{\text{tuyauterie}}$	L'efficacité de la tuyauterie	(%)
$\eta_{\text{PB}}$	L'efficacité thermodynamique du bloc de puissance	(%)



***Introduction***  
***Générale***

## **Introduction Générale**

Les besoins énergétiques de l'humanité augmentent chaque année, cela est dû à la fois à la croissance démographique, au développement de la production et de la technologie, ainsi qu'à l'augmentation de la consommation d'énergie au quotidien. À mesure que la demande humaine en matière d'approvisionnement énergétique moderne augmente, l'attention portée à l'énergie solaire devient plus intense. Par conséquent, il existe des plans actifs visant à utiliser l'énergie solaire pour différents processus afin de minimiser la demande d'énergie provenant de sources d'approvisionnement en énergie conventionnelles [1]. La production d'énergie électrique en exploitant les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire, constitue un défi de grande importance pour les années à venir [2].

L'Agence internationale de l'énergie (IEA) estime que la consommation mondiale d'énergie augmentera de 53% d'ici 2030 [3]. Les réserves de pétrole et de gaz actuelles du monde ne peuvent répondre que la demande d'énergie pour les 50 prochaines années pour le pétrole et les 70 prochaines années pour le gaz naturel en raison d'une utilisation excessive [3]. La sécurité énergétique devient donc une grave préoccupation puisque les combustibles fossiles ne sont pas et finiront par s'épuiser. De plus, l'utilisation approfondie des combustibles fossiles pour la production d'énergie augmente les problèmes environnementaux en raison de l'augmentation de la concentration de dioxyde de carbone atmosphérique, ce qui provoque le réchauffement climatique et les risques de santé associés, ainsi qu'une pénurie d'eau douce et de terres fertiles [4].

En fait, les besoins en électricité de l'Algérie augmentent chaque jour. De plus, l'Algérie aura besoin de plus d'énergie pour mettre en œuvre ses plans de développement. Aujourd'hui, l'essentiel de la production énergétique en Algérie provient de sources fossiles, l'utilisation intensive de ces sources entraîne l'épuisement de ses réserves et donc l'insécurité énergétique du pays, car elle n'est pas considérée comme une source d'énergie renouvelable, en plus des effets négatifs sur l'environnement (émissions de gaz à effet de serre). L'énergie solaire est la source la plus abondante de toutes les sources d'énergie renouvelables disponibles en Algérie [5]. Il peut être converti directement en électricité via l'effet photovoltaïque dans les systèmes photovoltaïques (PV) ou indirectement par le biais de technologies d'énergie solaire concentrées (CSP) qui utilisent un cycle thermodynamique [6]. Malgré l'excellent potentiel d'énergie solaire de l'Algérie, le pays s'appuie toujours en grande partie sur des ressources conventionnelles pour produire de l'électricité,

ce qui pourrait provoquer une insécurité énergétique [5]. Afin de lever toutes ces restrictions, l'État algérien doit se tourner vers les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire, pour l'exploiter afin de répondre à la demande croissante en énergie du pays.

L'Algérie, l'un des plus grands pays d'Afrique [7], est situé au centre du continent nord, entre les latitudes de 19 ° et 38 ° au nord et les longitudes à 8 ° à l'ouest et à 12 ° à l'est. Le Sahara couvre environ 86% de sa superficie, estimé à 2 381 741 km<sup>2</sup> [8]. Et un climat de transition, de maritime dans les régions du nord à semi-aride et aride dans les régions du centre et du sud [2,5]. Située dans la région de la ceinture solaire, l'Algérie dispose d'un grand potentiel en matière d'énergie solaire. Elle possède l'un des gisements d'énergie solaire les plus élevés au monde [7,9]. En raison de sa situation géographique, l'Algérie est considérée comme l'une des meilleures zones du monde, avec un potentiel d'énergie solaire considérable adapté au développement de centrales CSP [10]. En effet, l'irradiation solaire quotidienne moyenne sur le territoire algérien est d'environ 5,6 kWh / m<sup>2</sup> dans les régions du nord et de 7,2 kWh / m<sup>2</sup> dans les zones sud [9]. De plus, la durée annuelle moyenne du soleil dans les régions du nord de l'Algérie dépasse 2650 heures et atteint 3500 heures dans les régions du sud (le désert) [11].

La transition énergétique est la voie de l'Algérie vers un avenir sûr, respectueux de l'environnement et économiquement prospère. L'élément central de cette transition est la restructuration de notre approvisionnement énergétique vers l'utilisation d'énergies renouvelables. Cela signifie que les énergies renouvelables deviendront notre principale source d'électricité. Ces dernières années, le niveau d'utilisation du secteur de l'électricité a augmenté. Le gouvernement algérien s'est engagé à adopter des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire, pour répondre à 20% des demandes d'électricité du pays d'ici 2030 et 35% d'ici 2040 comme stratégie alternative potentielle pour augmenter la sécurité électrique du pays et réduire les problèmes environnementaux [12]. Selon la politique nationale pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, jusqu'à 22 000 MW de capacité de production d'électricité provenant de sources renouvelables devraient être installées entre 2011 et 2030 [5,9]. Soixante-dix pour cent (70%) de la puissance installée seront générés par des centrales CSP [9].

Parmi les technologies de production d'électricité développées, les systèmes CSP constituent une alternative directe aux centrales électriques basées sur des combustibles fossiles. Les centrales CSP peuvent contribuer à 6 % de la demande mondiale d'électricité d'ici 2030 et à

12 % d'ici 2050 [13]. Dans la zone de production d'électricité respectueuse de l'environnement, les technologies CSP sont reconnues comme l'une des alternatives les meilleures et les plus pratiques [14]. L'énergie solaire concentrée semble être la méthode de choix pour la production d'électricité de grande capacité à grande échelle à court terme. Cette technologie offre la possibilité de stocker de l'énergie et de produire de la chaleur auxiliaire en cas d'indisponibilité du soleil. Dans les systèmes CSP, la lumière du soleil est concentrée à l'aide de miroirs pour créer de la chaleur, puis la chaleur est utilisée pour créer de la vapeur, qui est utilisée pour faire fonctionner des turbines et des générateurs, tout comme dans une centrale électrique conventionnelle [15].

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de concentrer le rayonnement solaire pour obtenir des températures élevées pouvant être exploitées pour produire de l'électricité [13]. Selon la géométrie de concentration, les systèmes CSP peuvent être classés en concentrateurs ponctuels et linéaires ; Les systèmes tour d'énergie solaire (SPT) et concentrateur parabolique (SPD) utilisent des concentrateurs ponctuels, tandis que les collecteurs cylindro-paraboliques (PTC) et les collecteur linéaire de Fresnel (LFC) utilisent des concentrateurs linéaires [16,17]. La technologie PTC est aujourd'hui l'une des technologies les plus avancées et les plus utilisées. En effet, par rapport à d'autres technologies de conversion d'énergie solaire, la centrale solaire thermique à collecteur cylindro-parabolique (PTCSTPP) représente 75% du marché global. De plus, par rapport aux tours solaires et aux technologies de Fresnel linéaires, la technologie PTC continuera de gouverner le marché et restera la technologie dominante [18–21]. En outre, cette technologie peut produire de l'électricité indépendamment ou en conjonction avec les technologies énergétiques traditionnelles au coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) le plus bas [22]. Avec plus de 91 projets actifs, le PTC est une technologie bien établie. La centrale solaire thermique à collecteur cylindro-parabolique est l'un des systèmes CSP les mieux éprouvés pour sa maturité et son applicabilité dans les régions arides et semi-arides [23]. La technologie basée sur l'énergie solaire concentrée convient aux zones à forte irradiation directe normale (DNI) [24]. Les centrales CSP n'ont une justification économique que pour les endroits où les valeurs des DNI sont supérieures à 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/jour ou (2 000 kWh/m<sup>2</sup>/an) [25].

Le rayonnement solaire est concentré sur un tube absorbeur dans un PTC par de grands miroirs incurvés en forme de U. est conçu pour suivre le soleil le long d'un axe, d'est en ouest lorsqu'ils sont alignés sur l'axe nord-sud et du nord au sud lorsqu'ils sont alignés sur l'axe est-ouest. Le rayonnement solaire chauffe un fluide caloporteur (HTF) qui traverse le tube d'absorbeur,

généralement l'huile synthétique ou l'eau/vapeur. Avec la lumière solaire concentrée environ 70 à 100 fois par la technologie PTC, la température de fonctionnement atteinte est comprise entre 350 et 550°C [26]. L'énergie thermique collectée au niveau du champ solaire est transportée par un HTF qui circule à travers les récepteurs solaires et retourne à une série d'échangeurs de chaleur dans le bloc de puissance où de la vapeur surchauffée à haute pression est générée. Le bloc de puissance actuellement utilisé dans les centrales CSP est le cycle à vapeur qui utilise un générateur à turbine à vapeur (TAV) pour produire de l'énergie électrique [27]. La plupart des centrales CSP commerciales à technologie PTC contiennent un champ solaire et un bloc de puissance, et afin de maintenir une production constante d'énergie électrique, des systèmes de stockage d'énergie thermique (TES) et de secours de carburant peuvent être utilisés [16]. La majorité des centrales CSP utilisant la technologie PTC sont équipées d'un système TES pour assurer une production d'énergie constante et prolonger la durée de fonctionnement de la centrale pendant les périodes de rayonnement solaire faible ou absent [1]. Et supporter la stabilité du réseau et assure la possibilité de distribuer de l'énergie électrique à la demande, contrairement à d'autres technologies d'énergies renouvelables, telles que le photovoltaïque et l'énergie éolienne [28].

Le changement climatique actuel (réchauffement de la Terre et pénurie d'eau) ressenti par les habitants de la Terre (en particulier depuis 2021) fonctionne en faveur de l'augmentation du potentiel d'énergie solaire. Par conséquent, l'exploitation de l'énergie solaire ne se limite pas aux zones du désert ; Il peut également être avantageux dans les régions du Nord. M'Sila, situé dans le nord de l'Algérie aux portes du Sahara, est un véritable exemple de l'augmentation de son potentiel énergétique solaire depuis 2008, selon l'étude réalisée par Younes et al [29]. En effet, M'Sila, avec une irradiation horizontale globale de 1,79 MWh / m<sup>2</sup> / an et une DNI de 2117,93 kWh / m<sup>2</sup> / an, est un emplacement approprié pour construire des installations CSP. Cet travail est une continuation du travail effectué par Younes et al [29]. La région de M'Sila mérite d'être étudiée pour voir si la construction d'une centrale CSP similaire à celle érigée en Espagne (Andasol-1) dans son environnement est possible étant donné son emplacement géographique, qui le qualifie pour devenir un pôle économique et de développement. De plus, la consommation d'électricité de M'Sila a augmenté au cours des dix dernières années en raison de l'amélioration des modes de vie [29]. En outre, les responsables gouvernementaux ont accordé une attention particulière à l'encouragement des investissements dans ce domaine. Pour toutes ces raisons, cette étude a été réalisée.

A cet égard, cette thèse, intitulée Exploitation de l'énergie solaire dans la région de M'Sila, est constitué de trois chapitres, précédés d'une introduction générale en plus d'une conclusion générale et des recommandations ;

Le premier chapitre donne un bref historique sur les technologies CSP pour la production d'électricité, leurs types et leur état actuel avec une comparaison afin de choisir la meilleure technologie a été réalisé, en mettant l'accent sur les collecteurs cylindro-paraboliques. Le deuxième chapitre sera consacré à la présentation des outils logiciels utilisés pour la simulation, ainsi qu'aux spécifications techniques et économiques des centrales CSP étudiées. De plus, dans l'hypothèse de conditions de fonctionnement en régime permanent, les lois thermodynamiques pour chaque composant des centrales CSP à technologie PTC étudiées sont présentées dans ce chapitre. Dans la première partie du troisième chapitre, la possibilité de mettre en œuvre une centrale solaire CSP de 50 MW contenant un système de stockage d'énergie thermique dans la région de M'Sila au nord de l'Algérie a été étudiée, sur la base de la conception de la centrale électrique de référence (ANDASOL- 1) dans le sud de l'Espagne, afin d'évaluer l'avantage final pour l'Afrique du Nord, en tant que région de déploiement de centrales CSP, par rapport au sud de l'Espagne. La deuxième partie de ce chapitre sera consacrée à la conception, à l'analyse et à l'optimisation des performances d'une centrale CSP basée sur la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques d'une capacité de 100 MW équipée d'un système de stockage d'énergie thermique, qui ont été mises en œuvre sur deux sites représentatifs en Algérie (Tamanrasset et M'Sila).

# Chapitre I

## *Recherche Bibliographique*

## **I.1 Introduction**

La transition de l'Algérie vers un avenir propre, durable et économiquement prospère est rendue possible par sa politique énergétique, qui encourage l'utilisation des énergies renouvelables pour produire de l'électricité, en particulier l'énergie solaire. Comme elle est située dans la région de la ceinture solaire, l'Algérie dispose d'un grand potentiel pour l'énergie solaire. Il possède l'un des gisements d'énergie solaire les plus élevés au monde. De par sa situation géographique particulière, l'Algérie est la porte d'entrée du continent africain, elle est divisée en 58 provinces. A travers la première partie de ce chapitre, nous mettrons en évidence la province de M'Sila comme site d'étude de cas avec ses caractéristiques géographiques, sociales et infrastructurelles. Ensuite, un bref historique sur les technologies CSP pour la production d'électricité, leurs types et leur état actuel avec une comparaison afin de choisir la meilleure technologie a été réalisé. La technologie du collecteur cylindro-parabolique a été choisie, nous présentons donc les principaux composants de ce type de centrale.

## **PARTIE A**

### **I.2. Monographie de M'Sila**

#### **I.2.1. Situation géographique de M'Sila**

La province retenue pour la mise en œuvre de la centrale CSP est M'Sila, qui est considéré comme l'un des provinces les plus importants des hauts plateaux algériens, selon le découpage administratif algérien de 1974, il a été constitué à partir des communes des wilayas mères (Sétif, Batna et Médéa), et elle arrive au vingt-huitième rang parmi les 58 provinces algériennes et comprend actuellement 47 communes relevant de 15 Dairas [30]. Cette province est située au nord du pays aux portes du désert, comme le montre la figure I.1, à 250 km au sud de la capitale algérienne. Selon les coordonnées géographiques, elle est située à 4° 32'43" de longitude, 35° 42'07" de latitude et 441 m d'altitude. Sa superficie est de 18 718 km<sup>2</sup> [31].

La province de M'Sila est considérée comme faisant partie des hauts plateaux situés dans la région centrale de l'Algérie entre les deux chaînes de montagnes, l'atlas tellien (montagnes du Hodna) au Nord et l'atlas saharien (montagnes d'Ouled Nail) au Sud, située à l'intersection de l'est et de l'ouest, du nord et du sud, et de par cette situation géographique distincte, cette région est une

zone de transition reliant différentes régions entre semi-humide au nord du pays et arides au sud du pays [32].

Cette wilaya est frontalière par 7 wilayas :

Au nord, se trouve la wilaya de Bordj Bou-Arredj ;

Au nord-est se situe la wilaya de Sétif ;

Au nord-ouest, la wilaya de Bouira ;

À l'est se trouve la wilaya de Batna ;

Au sud-est, la wilaya de Biskra ;

A l'ouest, la wilaya de Médée ;

Au sud-ouest la wilaya de Djelfa [30].

Enfin, la région d'étude (M'Sila) est considérée comme l'un des provinces algériennes les plus importants, de par la particularité géographique dont il bénéficie, qui le qualifie pour devenir un pôle économique et de développement.



**Figure I.1:** Localisation de la Wilaya de M'Sila [31].

## I.2.2. Population de la wilaya de M'Sila

La population totale de la province de M'Sila est estimée à 1387158 habitants, selon l'Office nationale des statistiques (ONS), contre 983513 habitants en 2008, soit une augmentation absolue d'environ 403645 habitants. La densité de population (habitants par km<sup>2</sup>) est estimée à 76

habitants/km<sup>2</sup>, bien qu'il existe de grandes différences entre les communes. Par exemple, cette densité est :

- 1 098 habitants au km<sup>2</sup> dans la commune de M'Sila ;
- 699 habitants au km<sup>2</sup> dans la commune de Bou Saâda ;
- 06 personnes au km<sup>2</sup> dans la commune de d'El Houamed.

La structure par âge de la population de la wilaya de M'Sila révèle la présence d'une population jeune, car la population de moins de 29 ans représente plus de la moitié de la population totale, à un taux estimé à 71%, tandis que la population les plus de 60 ans ne représentent que 5,67 % [30].

### **I.2.3. Caractéristiques naturelles et conditions climatiques**

#### **I.2.3.1. Relief**

Compte tenu de sa situation géographique particulière, la province de M'Sila est considérée comme l'une des provinces les plus importantes des hauts plateaux algériens, et est considéré comme une région charnière et de transition située entre les deux chaînes montagneuses, l'Atlas tellien et l'Atlas saharien [33]. Plus de la moitié des terres de la wilaya de M'Sila ont une pente inférieure à 3%. Elle se caractérise par la présence de quatre espaces naturels (Figure I.2) [30]:

**La zone de steppe :** Elle couvre la majorité des terres de la wilaya, constituant 55% de sa superficie totale, et se caractérise par une végétation clairsemée, ce qui indique le degré de dégradation des parcours ;

**La zone de la plaine du Hodna :** Cette zone constitue 33 % de la superficie totale de la wilaya et est réservée essentiellement à la céréaliculture, aux cultures maraîchères et aux arboricultures, et cette plaine est située dans une dépression à une altitude moyenne de 400 m au-dessus du niveau de la mer.

**La zone de montagne :** elle couvre environ 7 % du territoire total de la wilaya, contient quelques massifs forestiers et elle est principalement consacrée à l'agriculture extensive de montagne.

**La Zone de dunes de sable :** occupe environ 1% de la superficie de la wilaya.

**La zone de chotts et de dépression :** qui comprend chott El Hodna au centre-est et Zahrez Chergui au centre-ouest. Chott EL Hodna est une dépression salée située à 40 km de la ville de M'Sila et à



### **I.2.4. Potentiel hydrique**

La wilaya de M'Sila contient une nappe phréatique dont l'eau est inadaptée à la consommation domestique en raison de sa forte teneur en sel, ainsi que des nappes profondes captives, notamment ceux des régions du Hodna et de la plaine d'Ain Riche. Une grande partie de la région de M'Sila est considérée comme un vaste bassin versant qui bénéficie de l'écoulement des eaux de pluie provenant de divers oueds, principalement déversés dans le Chott El Hodna [30]. Selon les estimations, les potentialités en eaux de surface de la wilaya sont de 320 Hm<sup>3</sup>. La région de M'Sila dispose d'un potentiel limité en eaux souterraines, et les nappes aquifères actuellement connus, sont les suivants :

- La nappe phréatique
- La nappe profonde du Hodna
- La nappe profonde de Ain Riche

En plus de ces nappes, la wilaya comprend d'autres capacités hydrauliques, parmi lesquelles :

#### **a. Barrage de K'sob**

Le barrage de K'sob est considéré comme l'un des plus anciens barrages d'Algérie (figure I.3). Il est situé dans le village de Boukhmisia dans la province de M'Sila, à 15 km au nord-est de la ville de M'Sila et à 40 km au sud de la ville de Bordj Bou Arreridj, et à côté de la route nationale No. 45 [36]. Il s'agit d'un plan d'eau artificiel qui a été construit par une entreprise française en 1934 et qui est utilisé pour irriguer 13 000 hectares de terres agricoles dans la wilaya de M'Sila, y compris la plaine de M'Sila dont les terres sont favorables aux cultures de céréales, aux cultures maraichères et aux arbres fruitiers [37].

La capacité initiale du barrage est de 29,5 hm<sup>3</sup>, mais en raison de l'envasement progressif de la retenue (le phénomène des dépôts d'envasement), qui provoque de grandes pertes, il a perdu une grande partie de sa capacité depuis le début de son fonctionnement en 1939. C'est pourquoi, et dans le cadre du processus de grands travaux conjointement par les deux Wilaya de M'Sila et de Bordj Bou Arreridj, lancés en 2013, une couverture financière de deux milliards de dinars a été allouée pour protéger le bassin versant de cette infrastructure hydraulique, cela se fait par dragage et nettoyage des dépôts d'envasement qui y sont coincés afin de rétablir sa capacité initiale [34].



**Figure I.3:** Le barrage de K'sob [38].

#### **b. Barrage de Soubella**

Ce barrage est situé dans la commune de Magra (Wilaya de M'Sila) sur l'oued qui porte le même nom que le barrage, à environ 60 km à l'est de la ville de M'Sila, à 4 km au nord de la commune de Magra, et à 60 km au sud-sud de la ville de Sétif. La route nationale RN 28 reliant Magra à Sétif permet d'accéder facilement à cette nouvelle infrastructure hydraulique. Avec une capacité de stockage d'eau pouvant atteindre  $17,4 \text{ hm}^3$ , ce barrage est l'un des ouvrages hydrauliques les plus importants de M'Sila, qui contribue à améliorer l'approvisionnement en eau de la région Est de cet wilaya, en fournissant de l'eau potable aux plus de 11 communes, en plus d'irriguer plus de 50 000 hectares de terres agricoles voisines [39].

#### **c. Station d'Épuration des eaux usées**

Comme la majorité des grandes villes Algériennes, M'Sila dispose d'un système de traitement des eaux usées, installé dans la zone de Ghezal, au sud de la wilaya de M'Sila (Figure I.4). La station d'épuration est située à environ 9 km du centre-ville de M'Sila et sa superficie est estimée à environ 4,16 hectares, elle reçoit les eaux usées de la ville de M'Sila dans le but de produire des quantités complémentaires d'eau traitée pour différents usages, notamment l'utilisation agricole, lavage, lutte contre les incendies de plus, cette station d'épuration joue un rôle majeur dans l'amélioration des ressources en eau en rechargeant les nappes phréatique pour

maintenir leur niveau (rabattement des nappes). La capacité totale de la station est de 35 000 m<sup>3</sup> par jour [40].



**Figure I.4 :** Vue générale de la station d'épuration des eaux usées de M'Sila [40].

### **I.2.5. Industrie à M'Sila**

La province de M'Sila possède un tissu industriel diversifié composé d'unités d'importance nationale, notamment la production d'énergie électrique, les matériaux de construction, les industries alimentaires, la fabrication du verre et la fabrication des matières plastiques. Dans cette wilaya, le secteur industriel arrive en première position avec une part de 57,86%, suivi du secteur des matériaux de construction en deuxième position avec une part de 19,54%, et du secteur des services en troisième place avec une part de 16,34%. Le secteur industriel de la wilaya a bénéficié d'un certain nombre de projets structurants qui ont été inscrits dans le Programme des Hauts Plateaux, et dans le cadre du plan quinquennal (2010-2014), ce secteur a également bénéficié d'une enveloppe financière estimée à 29 milliards de dinars, qui ont permis de réaliser de nombreux projets industriels, outre la présence d'Il existe environ 152 unités industrielles structurelles à travers la wilaya, employant 8 734 salariés [32]. Les projets industriels prévus aussi bien dans le

programme des hauts plateaux que dans le plan quinquennal ont fait de la wilaya de M'Sila un pôle industriel important, de par sa position centrale dans la configuration géographique du pays (point d'intersection de routes nationales), les avantages fiscaux et le réseau routier performant dont il dispose.

M'Sila comprend deux zones industrielles, la première située le long de la route de Bou Saada et la seconde dans la zone de Draa El Hadja, d'une superficie totale de 241,08 hectares [32]. Dans le but de concentrer l'industrie à M'Sila en une seule zone, le Ministère des Travaux Publics et de la Construction a pris le décret ministériel n° 1685 du 15 octobre 1975, qui stipulait la création de la zone industrielle de M'Sila (route de Bou Saada). La superficie de cette zone est de 164,83 hectares, elle est composée de terrains appartenant à l'état et de propriétés privés et est initialement divisée en 79 parcelles, et à l'heure actuelle elle est occupée à 100% [30].

Cette zone industrielle comprend les unités industrielles suivantes :

- La Station de Pompage de M'Sila, dont la mission principale est de pomper le pétrole brut par pipelines depuis les gisements du Sud (Hassi Messaoud) jusqu'au port de Bejaia (pour l'exportation) et vers la raffinerie d'Alger ;
- Les centres de stockage de gaz affiliés à la Société nationale de Commercialisation et de Distribution de Produits Pétroliers (NAFTAL) ;
- La Société Algérienne De L'aluminium, considérée comme l'un des plus grands complexes industriels du continent africain, est spécialisée dans le domaine de l'extrusion et du traitement de surface des profilés en aluminium.
- Le complexe industriel de production de toiles industrielles de M'Sila, qui est le plus grand du pays, car il produit ce dont le secteur militaire a besoin en termes de vêtements et de tentes de toutes formes et tailles sur toute l'étendue du territoire national, et oriente environ 80 % de sa production vers ce secteur ;
- L'usine « Maghreb Pipe Industries » est considérée comme l'une des usines leader dans la fabrication de canalisations, qui sont utilisées pour de multiples usages, notamment les conduites d'égouts, les conduites d'adduction d'eau, les systèmes d'irrigation et de lutte contre les incendies, en plus du drainage et du dessalement de l'eau de mer., etc. La capacité de production de cette usine atteint 700 km de canalisations par an.
- Usine laitière HODNA ;

La nouvelle zone industrielle a été créée à Draa El Hadja, d'une superficie de 77,75 hectares et divisée en 52 parcelles réparties entre 47 projets d'investissement actuellement en cours de mise en œuvre [30,32].

Cette nouvelle zone industrielle (Draa El Hadja) comprend les unités suivantes :

- La centrale thermique de production d'énergie électrique de M'Sila ;
- L'Atelier de Maintenance des Équipements Industriels de Sonelgaz à M'Sila, qui comprend divers ateliers où sont effectués divers travaux mécaniques de haute précision et où sont effectuées les réparations des machines lourdes comme les transformateurs de puissance électrique géants et des équipements de cimenteries, etc.
- L'unité de maintenance et de services logistiques détenue et exploitée par la société de COSIDER, qui dispose d'un banc d'essai moteurs.
- L'usine sidérurgique récemment achevée, cette nouvelle usine, affiliée à la société privée algérienne GICM, s'étend sur une superficie de 23 hectares, emploie plus de 200 salariés et produit plus de 200 mille tonnes par an.

Au cours des dernières années, la wilaya de M'Sila est devenue un pôle national dans le domaine de la production de matériaux de construction de toutes sortes, et elle est sur le point de devenir un pôle industriel par excellence dans les années à venir, tout comme la cimenterie ACC à Hammam Dalaa, qui est affiliée au Groupe Orascom, qui occupe une superficie de 120 hectares et produit 15 mille tonnes de ciment par jour et est en activité depuis 2003, en plus de nombreux les carrières et carrières de sable, qui ont contribué efficacement à la disponibilité de la matière première pour la fabrication de matériaux de construction tels que les tuiles, les briques, etc.

### **I.2.5.1. Description de la centrale thermique de M'Sila**

Dans cette section, nous ferons une présentation détaillée de la société algérienne Sonelgaz, puis nous ferons la lumière sur la centrale de production d'énergie électrique de M'Sila, située dans la zone industrielle de Draa El Hadja, en fournissant des informations complètes sur ses caractéristiques générales et son fonctionnement.

#### **I.2.5.1.1. Présentation de la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz**

L'entreprise algérienne "électricité et gaz d'Algérie" (EGA) a été fondée en 1947 en tant qu'établissement public chargé de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et

du gaz. En 1962, après l'indépendance de l'Algérie, l'EGA est nationalisé par l'État algérien, puis en 1969 elle est rebaptisée "Société Nationale de l'Electricité et du Gaz" (SONELGAZ).

En 1991, SONELGAZ est transformée en Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial, puis en 2002, elle évolue vers le statut de Société Par Action. Au cours des années 2004 à 2006 a eu lieu la phase de restructuration de Sonelgaz, au cours de laquelle l'entreprise s'est transformée en un groupe d'entreprises avec des filiales responsables de ses activités principales, parmi lesquelles :

- SONELGAZ Production Electricité (SPE) ;
- Gestionnaire Réseau Transport Electricité ;
- Gestionnaire Réseau Transport Gaz.

#### **I.2.5.1.2. Présentation de la centrale thermique de M'Sila**

##### **a. Situation de la centrale**

La centrale thermique de M'Sila, s'étendant sur une superficie de 63 hectares, est idéalement située à 7 km à l'ouest de la ville de M'Sila, le long de l'axe routier M'sila-Ouled Mansour (Draa el Hadja). Le site de M'Sila se caractérise par des conditions environnementales particulières, notamment une température ambiante avoisinant les 40 °C, une humidité relative d'environ 60 % et une altitude d'environ +500 m. Ces paramètres environnementaux influent sur le fonctionnement et la performance de la centrale [41].

##### **b. Caractéristiques générales de la centrale**

La centrale thermique de M'Sila, gérée par la Société SPE-SONALGAZ, est une installation de production d'électricité basée sur le principe de conversion de l'énergie à travers différentes étapes. D'abord, les turbines à gaz fonctionnant exclusivement au gaz naturel convertissent l'énergie chimique en énergie thermique issue de la combustion du gaz naturel dans la chambre de combustion, puis en énergie mécanique (la détente des gaz chauds brûlés à l'intérieur de la turbine), et enfin le générateur électrique convertit cette dernière en énergie électrique [42].

La centrale de M'Sila en Algérie joue un rôle essentiel dans la production d'électricité. Elle est constituée de trois ensembles principaux. Tout d'abord, M'Sila I comprend deux turboalternateurs pouvant fonctionner au gaz ou au fuel. Ensuite, M'Sila II est composée de trois turboalternateurs fonctionnant exclusivement au gaz. Enfin, on trouve deux turbines à gaz (TAG)

de marque italienne ANSALDO modèle V94.3A.4, accompagnées de leurs auxiliaires [32]. Depuis sa mise en service en 1981, la centrale a subi plusieurs phases d'extension. Initialement équipée de 22 groupes de puissance nominale de 25 MW chacune (THOMASSEN), appelés M'sila1, fonctionnant au gaz ou au fuel, il ne reste actuellement que 02 groupes opérationnels. Au fil des années, des extensions significatives ont été réalisées : M'Sila 2 avec 3 groupes de 110 MW chacun (ALSTHOM Atlantic -9001E-), fonctionnant exclusivement au gaz, M'Sila 3 avec 02 groupes géants de 215 MW chacun (ANSALDO EnergiaV94.3A), capables de fonctionner au gaz ou au fuel, et enfin M'Sila 4, une extension d'urgence intégrant 12 Groupes mobiles de 20 MW chacun, totalisant une capacité de 240 MW. Actuellement, aucun groupe n'est opérationnel dans le cadre de M'Sila 4. Ces améliorations ont permis d'atteindre une capacité nominale moyenne de 810 MW [41]. Par exemple, le tableau I.1 présente la quantité annuelle totale d'énergie électrique produite par la centrale thermique de M'Sila, avec ses trois divisions (M'Sila 1, M'Sila 2, M'Sila 3), pour l'année 2022.

**Tableau I.1 :** Énergie électrique annuelle totale générée par la centrale thermique de M'Sila.

Groupes		La quantité totale d'énergie électrique produite (MWh)
M'Sila I	Gr21	1773
	Gr22	1839
M'Sila II	Gr23	67648
	Gr24	87262
	Gr25	157994
M'Sila III	Gr01	1136032
	Gr02	1046665
Totale		2499213

À l'heure actuelle, la centrale thermique de M'Sila est opérationnelle grâce à une équipe de 370 agents, dont 19 femmes, représentant 5% de l'effectif total. Cette proportion met en avant l'engagement envers la diversité et l'inclusion au sein de cette infrastructure énergétique.

Dans le cadre de la wilaya de M'Sila, cette centrale revêt une importance majeure dans le domaine de la production électrique du pays, grâce aux extensions successives et à l'ajout de nouveaux groupes de production, la centrale a su accroître de manière significative sa capacité, répondant ainsi à une demande croissante en énergie, car elle offre une capacité considérable allant jusqu'à 880 MW [30]. Elle joue un rôle central dans l'approvisionnement électrique des régions de l'est et du centre du pays, telles que Sétif, Biskra et Batna. Par conséquent, la centrale de M'Sila joue un rôle crucial dans le maintien d'un approvisionnement électrique stable et adéquat dans ces zones, soulignant son rôle clé dans le réseau énergétique national [30].



**Figure I.5 :** La centrale thermique de M'Sila.

Bien que les turbines à gaz constituent une source importante de production d'énergie électrique et soient largement utilisées dans de nombreuses régions en raison de leur efficacité et de leur disponibilité, elles présentent certains inconvénients majeurs, notamment :

#### **Dépendance aux combustibles fossiles :**

La dépendance des TAG aux combustibles fossiles est un inconvénient majeur. Ces technologies (turbines) fonctionnent principalement avec des sources fossiles telles que le gaz naturel et le fioul dont les réserves sont physiquement limitées par la géologie terrestre et ne sont pas renouvelables à court et moyen terme, créant une incertitude quant à leur disponibilité future. De plus, les fluctuations des prix des combustibles fossiles sur les marchés internationaux peuvent avoir un impact économique sur le fonctionnement de ces technologies (turbines), créant ainsi une instabilité dans l'approvisionnement en énergie électrique.

Comme la plupart des centrales de production d'électricité en Algérie, la centrale thermique de M'Sila repose principalement sur des TAG, qui fonctionnent grâce à la combustion de gaz naturel ou de diesel comme carburant alternatif en cas d'urgence.

La quantité annuelle totale de combustible consommée (gaz naturel) par la centrale de production d'électricité de M'Sila pour l'année 2022 est résumée dans le Tableau I.2.

**Tableau I.2 :** La quantité annuelle totale de gaz naturel consommée par la centrale thermique de M'Sila.

Groupes		La quantité de combustible consommée (m <sup>3</sup> )
M'Sila I	Gr21	1648572
	Gr22	//////
M'Sila II	Gr23	23557939
	Gr24	30157040
	Gr25	54597998
M'Sila III	Gr01	298662435
	Gr02	280034619
Totale (m <sup>3</sup> )		688658603

### Émissions de gaz à effet de serre (émissions de gaz CO<sub>2</sub>) :

Contrairement à ce que pourrait suggérer le terme « naturel », l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'énergie thermique a un impact sur l'environnement. Bien que les TAG utilisées pour la production d'énergie soient considérées comme une technologie relativement propre par rapport aux autres technologies énergétiques, elles ne sont pas sans impact négatif sur l'environnement, car elles dépendent de la combustion de combustibles fossiles (gaz naturel ou fioul), qui est considérée comme la principale cause responsable de l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, ce qui exacerbe le problème du changement climatique.

La centrale thermique de M'Sila fonctionne 24 h/24 pour contribuer à alimenter plusieurs régions du pays en énergie électrique, mais cela n'empêche pas sa participation à la pollution de l'environnement à travers ses émissions atmosphériques dangereuses.

### Surveillance des émissions atmosphériques dans la wilaya de M'Sila :

Conformément au décret exécutif n° 06-138 du 15 avril 2006, qui régit les émissions dans l'atmosphère des gaz, fumées, vapeurs et particules liquides ou solides des installations industrielles, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle [43]. La direction de l'environnement de la wilaya de M'Sila procède périodiquement aux contrôles, mesures et analyses des émissions atmosphériques au plus près de leur source et prélève des échantillons pour analyse, dans le but de vérifier leur conformité aux valeurs limites précisées dans l'annexe jointe au ce décret.

A travers des contrôles, mesures et analyses périodiques effectués par la direction de l'Environnement de la wilaya de M'Sila, il a été constaté qu'il existe d'énormes quantités d'émissions dangereuses de dioxyde de carbone émises dans l'atmosphère par les différentes

structures industrielles de la wilaya, notamment celles émises de la centrale thermique pour la production d'électricité. Dans ce contexte, il faut souligner que malgré les avantages des centrales de production d'électricité en Algérie qui dépendent du gaz naturel, elles sont considérées comme une source de pollution dangereuse d'un point de vue écologique.

Afin de compenser la dépendance à l'égard des technologies traditionnelles de production d'énergie qui reposent sur des sources de combustibles fossiles et de réduire leur impact environnemental nocif, il est impératif de diversifier les sources d'énergie et d'investir dans des alternatives durables et renouvelables, telles que l'énergie solaire (les technologies CSP), qui contribue à réaliser une transition vers un avenir qui dépend de sources d'énergie plus durables et plus flexibles et réduit les problèmes de pollution de l'environnement.

## **PARTIE B**

### **I.3. Énergie solaire concentrée (CSP)**

L'inquiétude croissante concernant le changement climatique (l'effet de serre) résultant de l'utilisation intensive de combustibles fossiles pour la production d'énergie dans toutes les régions du monde a conduit à la recherche de solutions alternatives pour garantir une production d'énergie de manière propre et plus durable, et pour empêcher l'épuisement des réserves de combustibles fossiles. Ces solutions incluent le recours à l'exploitation de diverses sources d'énergie renouvelables disponibles, telles que l'énergie solaire, et leur exploitation dans le processus de transition énergétique.

Parmi les technologies d'énergie renouvelable actuellement existantes, les technologies CSP sont l'une des technologies renouvelables qui peuvent jouer un rôle majeur dans la résolution des problèmes d'approvisionnement énergétique actuels et futurs et dans la réduction de l'accumulation progressive de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Car ils dépendent de la concentration de la lumière solaire, qui est une source d'énergie qui se renouvelle quotidiennement sans disparaître.

#### **I.3.1. Développement historique de l'énergie solaire concentrée (CSP)**

L'utilisation de CSP n'est pas une innovation récente, car la concentration de l'énergie solaire est considérée comme une technologie importante à travers l'histoire, et son utilisation remonte à environ 200 ans avant JC, lorsque Archimède concentrait les rayons du soleil à l'aide de

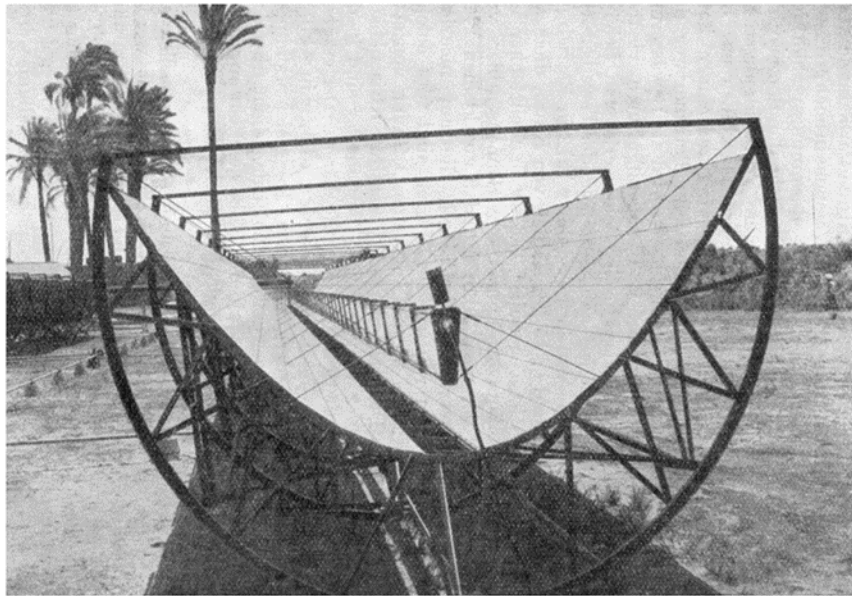
miroirs [44]. Au début du XVIII<sup>e</sup> siècle, plus précisément en 1615, Salomon De Caux invente un moteur solaire composé de lentilles de verre pour concentrer la lumière solaire et d'un récipient métallique hermétique contenant de l'eau et de l'air [44]. Puis, en 1746, le comte de Buffon décrit le développement des modèles d'héliostats [45]. En 1774, Lavoisier et Joseph Priestley développèrent la théorie de la combustion en concentrant la lumière du soleil sur un tube à essai pour collecter les gaz [44]. Par la suite, une machine à vapeur à énergie solaire a été inventée pour faire fonctionner une presse à imprimer par Augustin Mouchot [44]. Et en 1878, il a également démontré un système de machine à vapeur à énergie solaire composé d'un SPD à l'Exposition universelle de Paris [44,45].

Au début du XX<sup>e</sup> siècle, malgré le déclin de l'intérêt pour l'énergie solaire en raison des progrès des moteurs à combustion interne et de la disponibilité croissante de combustibles fossiles à faible coût, la première centrale CSP au monde a été construite, composée d'un champ solaire contenant cinq PTC. Utilisé pour générer de la vapeur, qui actionne une pompe de 73 kW, capable de transporter 2 000 m<sup>3</sup>/h d'eau d'irrigation [22]. Il a été créé en 1913 dans la région de Al Maadi (Égypte) [45]. Et selon [22], ce système était capable de produire environ 60 CV de vapeur en continu pendant environ 5 h. La Figure I.6 montre la première centrale CSP utilisée pour pomper l'eau d'irrigation en Égypte.

Au cours des années 1960, alors que l'intérêt pour les systèmes solaires PV grandissait dans le cadre du programme spatial, l'intérêt pour l'énergie solaire a commencé à renaître [44]. Les années 1970, marquées par la crise pétrolière, ont vu un essor important des activités de recherche et de développement liées à la technologie CSP, qui ont conduit à la construction et aux tests de plusieurs installations pilotes, orientant ainsi la technologie CSP vers le secteur industriel et commercial [44].

La véritable émergence des centrales CSP en tant qu'industrie commerciale aux États-Unis d'Amérique, plus particulièrement dans la région de Californie, s'est produite entre 1984 et 1991, grâce à des politiques gouvernementales favorables visant à établir des incitations fiscales fédérales ainsi qu'à des contrats d'achat d'électricité obligatoires à long terme. Cela a conduit à la construction de neuf systèmes CSP distincts pour la production d'électricité basés sur la technologie des PTC, d'une capacité totale installée de 354 MW, qui utilisaient des TAV pour produire de l'électricité et de l'huile comme HTF à l'intérieur des récepteurs. La plupart de ces centrales continuent de

fonctionner sous la propriété des services publics plus de 30 ans après leur construction, et la technologie s'est révélée commercialement efficace [22].



**Figure I.6 :** Un des cinq collecteur cylindro-parabolique installés à Meadi (Egypte) en 1913 [45].

La baisse des prix du pétrole et du gaz a conduit de nombreux pays à abandonner les politiques de soutien qui avaient favorisé le développement des technologies CSP, et par conséquent, aucune nouvelle centrale n'a été construite entre 1991 et 2005. Ce n'est qu'en 2006 que l'intérêt a été à nouveau ravivé pour le développement de grandes centrales CSP [44].

Les préoccupations concernant le changement climatique d'origine humaine ont dominé le débat politique sur l'approvisionnement énergétique [45]. La résurgence du déploiement et du développement de technologies CSP en 2006, notamment en Espagne et aux États-Unis, était une réponse aux mesures gouvernementales telles que les tarifs de rachat et les politiques exigeant une part de l'énergie solaire dans leur mix énergétique [45]. En outre, cela s'explique en partie par la reconnaissance du fait que ces technologies sont capables de réaliser des réductions significatives des émissions nocives par rapport aux autres technologies renouvelables, puisqu'elles réduisent environ 1 kg d'émissions moyennes de gaz à effet de serre pour chaque kilowatt qu'elles génèrent [22].

En raison de la pause de 15 ans (1991 et 2005) dans le déploiement commercial des centrales CSP, la capacité installée des technologies PV a augmenté de manière significative, dépassant largement celle des centrales CSP, ce qui a conduit à une réduction significative des

coûts du PV au cours des dernières années, tandis que les technologies CSP en sont encore aux premiers stades de réduction de leurs coûts [45]. La production d'énergie par les technologies PV est moins coûteuse que CSP pour produire de l'électricité non distribuable. Dans ce contexte, une plus grande attention a été portée aux avantages potentiels du CSP, notamment son stockage d'énergie intégré et sa capacité de distribuabilité. C'est l'utilisation du système de stockage dans des centrales CSP, qui a prouvé son efficacité et son faible coût, qui confère désormais au CSP le statut de technologie très prometteuse, alors que le monde continue d'évoluer vers un avenir énergétique renouvelable [45].

## **I.4. Technologies d'énergie solaire concentrée (CSP)**

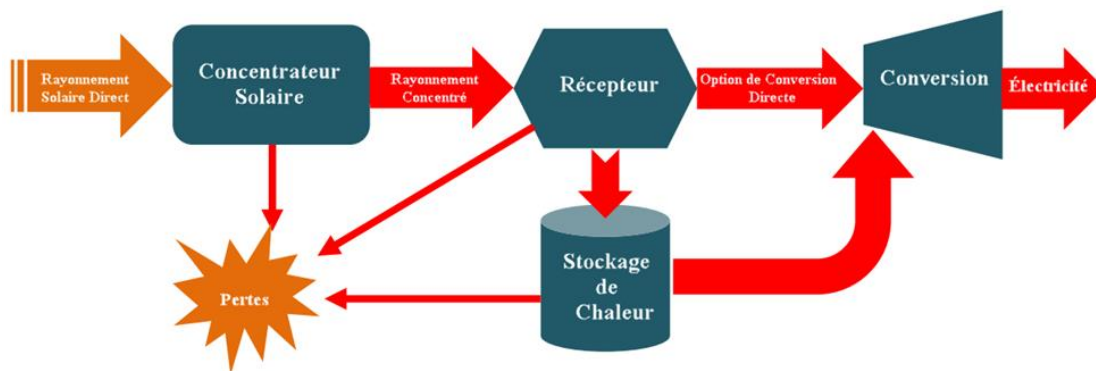
### **I.4.1. Généralités**

Les systèmes d'énergie solaire thermique constituent une vaste catégorie technologique qui consiste à convertir la lumière du soleil en énergie thermique afin de fournir de l'énergie thermique, de l'électricité ou les deux [46]. Le soleil est une source d'énergie renouvelable et est librement accessible. L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de concentrer le rayonnement solaire pour obtenir des températures élevées pouvant être exploitées pour produire de l'électricité [13].

L'énergie solaire concentrée est une classification de l'énergie solaire thermique qui constitue l'une des technologies les plus appropriées pour atténuer le changement climatique d'une manière très abordable et réduisant considérablement la dépendance aux combustibles fossiles. De plus, leur déploiement peut contribuer à répondre à la demande croissante en électricité. Pour utiliser l'énergie solaire, les systèmes CSP utilisent des miroirs ou des lentilles pour concentrer les rayons du soleil, en les réfléchissant vers un récepteur ponctuel ou linéaire (Des récepteurs qui collectent l'énergie solaire et la convertissent en chaleur) pour chauffer le fluide caloporteur (huile thermique, sel fondu, air, eau, hélium ou l'hydrogène) traversant les tubes récepteurs, qui collectent l'énergie solaire et la convertissent en chaleur pour produire de la chaleur à des températures moyennes (environ 400 -550°C) ou élevées (environ 600°C -1000°C) [22,47]. Le HTF chauffé peut ensuite être stocké thermiquement pour être expédié en cas de besoin. Finalement, ce liquide à haute température est utilisé pour produire de la vapeur. L'électricité est ensuite produite par une TAV à cycle de Carnot couplée à un générateur électrique, tout comme dans une centrale électrique conventionnelle [48].

Le principe de fonctionnement d'un système CSP est illustré à la Figure I.7, Un système CSP se compose de quatre composants importants, à savoir : un concentrateur, un récepteur solaire à haute température, un système de transport de fluide et un bloc de puissance (par exemple, cycle de Rankine, cycle de Brayton et cycle de Stirling) [49]. Par rapport à une centrale thermique conventionnelle, la différence la plus intuitive entre les deux est que la chaudière conventionnelle est remplacée par des installations de collecte et de stockage dans les systèmes CSP, tandis que le mode de cycle thermique et les équipements respectifs appliqués à la conversion de l'énergie thermique sont fondamentalement les mêmes que ceux utilisés dans les centrales électriques conventionnelles [48].

Certaines centrales CSP peut être intégrées avec un système de stockage, qui stocke une partie de la chaleur concentrée pendant que la lumière du soleil est disponible pour être utilisée plus tard afin de produire de l'électricité par temps nuageux ou au coucher du soleil. L'ajout plus récent d'un système TES permet une production d'électricité transparente et élimine les fluctuations de la production d'électricité causées par la nature intermittente du soleil, comme le passage des nuages [46]. Le stockage thermique peut également être utilisé pour déplacer la production vers les heures de pointe.



**Figure I.7 :** Les principaux composants d'un système CSP avec stockage (adapté de Référence [48])

Le milieu de stockage pour les centrales CSP est un liquide avec un point d'ébullition élevé et a la capacité de retenir la chaleur pendant un certain temps. On utilise principalement des sels fondus, de la céramique ou du béton comme matériaux de stockage thermique, la chaleur stockée est généralement utilisée pour la production de l'énergie pendant la nuit ou lorsque la lumière du soleil est insuffisante [50].

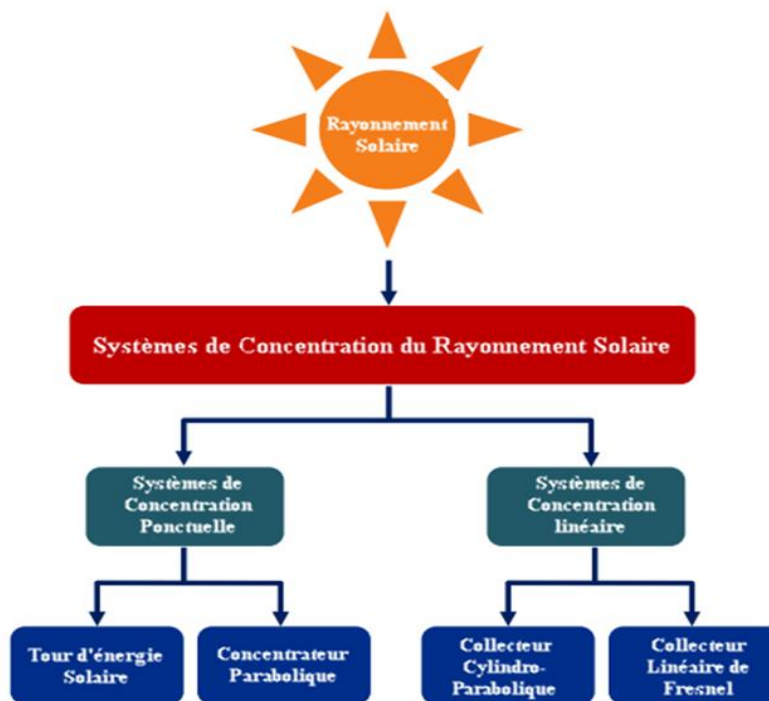
Contrairement à la technologie PV et à la plupart des autres technologies de production d'énergie, un système TES permet aux centrales CSP de fonctionner comme des centrales de charge de base qui fournissent une quantité uniforme d'énergie afin de répondre à la demande énergétique [50]. De plus, les centrales CSP peuvent être hybridées avec des combustibles fossiles pour que la centrale produise de l'électricité pendant 24 h en utilisant un système auxiliaire qui chauffe le HTF lorsque le rayonnement solaire est insuffisante ou pendant la nuit, ou en introduisant un système de secours alimenté par un combustible fossile dans le cycle de la vapeur, dans le but d'améliorer son efficacité globale et son facteur de capacité et ainsi réduire le coût de cette technologie [22].

Les technologies CSP ne peuvent utiliser que la composante directe du rayonnement solaire, appelée l'irradiation directe normale (DNI). Le DNI est la quantité d'irradiation solaire reçue sur une unité de surface ( $\text{Wh/m}^2$ ). Les sites les plus adaptés et viables pour l'installation de centrales CSP reçoivent un DNI moyen supérieur à  $5,5 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$  ( $1\,800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ ) [51]. Ces régions comprennent l'Afrique du Nord et du Sud, les pays du Moyen-Orient, le sud-ouest des États-Unis, l'Amérique centrale et du Sud, l'ex-Union soviétique, la Chine et l'Australie. Ces régions disposent de ressources solaires supérieures sur de vastes zones [50].

Le système d'énergie solaire peut être classé en deux groupes, à savoir les technologies actives et passives. La technologie passive consiste à collecter l'énergie solaire directement sans avoir besoin de la traiter (sans convertir l'énergie thermique ou lumineuse), tandis qu'un système solaire actif collecte la lumière du soleil et la convertit en électricité ou en chaleur [52]. Le système solaire actif peut être regroupé en systèmes PV et CSP.

À l'heure actuelle, il existe quatre principales technologies CSP les plus populaires et disponibles sur le marché, qui peuvent être classées en fonction de la géométrie de concentration dans laquelle les rayons du soleil sont concentrer et de la technologie utilisée pour recevoir l'énergie solaire [53]. Ces systèmes sont classés selon leur géométrie de concentration soit en systèmes de concentration linéaires (Collecteur cylindro-parabolique (PTC) et Collecteur Linéaire de Fresnel(LFC)), car elles concentrent la chaleur du soleil le long de la distance focale du collecteur, soit en systèmes de concentration ponctuelle (Tour d'énergie solaire (SPT) et Concentrateur parabolique (SPD)), car ils concentrent l'irradiations solaires en un point situé au sommet de la tour ou au centre de la parabole [22]. Comme le montre la figure I.8.

Les systèmes CSP à concentration linéaire concentrent le rayonnement solaire jusqu'à 100 fois sur un tube récepteur situé le long du PTC ou sur un récepteur linéaire inversé surélevé situé le long d'un LFC afin de produire de la chaleur à environ 400-550 °C [54]. Ces technologies ont la capacité de produire de la vapeur de qualité modérée, tandis que les systèmes de concentration ponctuelle peuvent concentrer le rayonnement solaire environ 1 000 fois sur le récepteur situé au sommet de la tour ou au point focal de la parabole solaire pour produire de la chaleur plus élevées allant de 800 à 1000 °C, en raison du taux de concentration élevé de la lumière solaire, qui est le double de la température atteinte en un point dans la technique de concentration linéaire [55]. La différence de température atteinte est ce qui rend la technique de concentration ponctuelle plus efficace que la technique de concentration linéaire car elle réduit l'utilisation du sol et le coût réel par kWh de la centrale. Les techniques de concentration linéaire sont moins coûteuses et moins difficiles techniquement, mais ne sont pas aussi efficaces que les techniques de concentration ponctuelle [22].



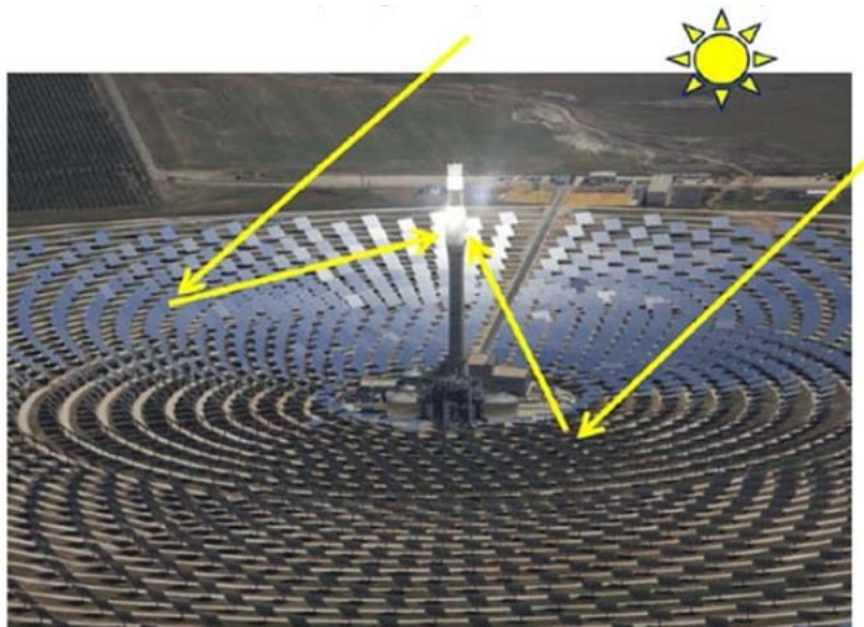
**Figure I.8 :** Représentation schématique des composants d'un système CSP (adapté de Référence [48])

Une autre méthodologie de classification est basée sur le type de récepteur, qui comprend les récepteurs fixes et mobiles. Les récepteurs fixes restent indépendants du dispositif de

concentration de la centrale (LFC et SPT), tandis que les récepteurs mobiles se déplacent avec le dispositif de concentration et collectent ainsi plus d'énergie (PTC et SPD) [26].

#### I.4.1.1. Technologie de tour solaire (SPT)

La technologie SPT, également connue sous le nom de système de récepteur central, est une technologie de production d'électricité solaire thermique de type concentration ponctuelle. Le système SPT utilise des miroirs réfléchissants à deux axes pour suivre individuellement le mouvement du soleil appelés héliostats. Ces miroirs fonctionnent comme une loupe pour concentrer l'irradiation solaire sur un seul récepteur central placé au sommet d'une tour fixe [56–58]. Par conséquent, une centrale solaire thermique à tour (TSTPP) se compose principalement de trois parties principales : un champ solaire (champ d'héliostat), un capteur solaire (récepteur solaire) et un bloc de puissance [48]. La disposition de ce système est illustrée à la figure I.9.



**Figure I.9 :** Une centrale solaire thermique à tour où plusieurs héliostats se déplacent sur deux axes pour concentrer les rayons du soleil sur un récepteur fixe monté sur la tour [45].

Le champ solaire de la centrale se compose d'un grand nombre de miroirs, dotés d'un suivi sur deux axes et d'un système de contrôle local pour concentrer en permanence le rayonnement direct sur la zone d'ouverture du récepteur [58]. Puisque le récepteur solaire est situé dans une position fixe, l'ensemble du champ solaire doit suivre le Soleil de telle manière que chaque héliostat

place individuellement sa surface normale à la bissection de l'angle sous-tendu par le soleil et le récepteur solaire [58]. Des taux de concentration élevés d'environ 1000 peuvent être atteints [59].

Le récepteur également appelé collecteur de tour de puissance, dont le rôle est de capter le maximum d'irradiation solaire et de le convertir en chaleur. Le transfert de chaleur du rayonnement solaire absorbé est transféré au HTF (généralement du sel fondu) à une température élevée (jusqu'à environ 565 °C), après quoi le HTF transfère l'énergie thermique au bloc de puissance où ce sont des échangeurs de chaleur qui génèrent de la vapeur très chaude. Cette vapeur générée à partir du bloc de puissance traverse la turbine, ensuite l'énergie thermique en énergie mécanique, tandis que le générateur convertit cette dernière en électricité. Au moyen du condenseur, la vapeur épuisée de la turbine à vapeur est collectée et convertie en eau, qui est ensuite pompée vers le récepteur où elle est à nouveau chauffée par l'énergie solaire reçue, et le cycle est répété [60].

Lorsque des facteurs de concentration solaire élevés sont atteints, une efficacité de conversion de l'énergie solaire en électricité de 15 % à 17 % par an peut être atteinte. Ces niveaux élevés de concentration d'énergie solaire sur le récepteur entraînent des températures élevées similaires à celles des chaudières des centrales électriques conventionnelles [59]. Les températures de fonctionnement typiques de l'absorbeur-récepteur se situent entre 500 et 1 200 °C [58].

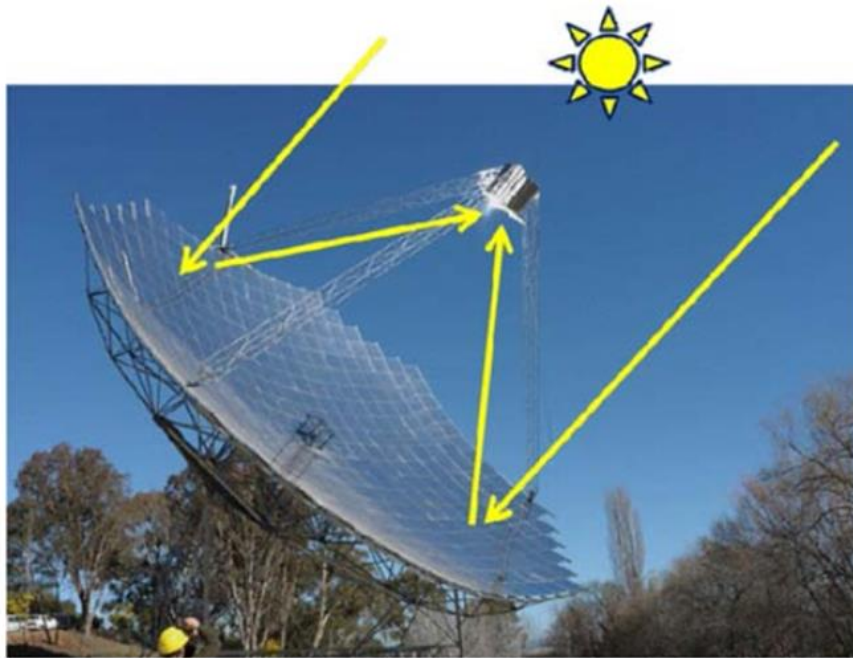
Afin de garantir une efficacité optique élevée dans les grandes installations CSP, une tour solaire à 100 m au-dessus du sol est nécessaire [61]. En général, pour maximiser la quantité de flux solaire concentré reçu par le récepteur solaire, celui-ci doit être placé le plus haut possible par rapport au sol (champ solaire). Cependant, cela augmentera la difficulté de maintenance du récepteur et les coûts de construction ; Il faut plus d'énergie pour pomper le HTF jusqu'à une telle hauteur ; et la perte de chaleur à mesure que le HTF parcourt une plus grande distance [61]. La hauteur de la tour centrale d'une TSTPP à grande échelle typique varie de 150 à 260 m [48].

Les centrales CSP dotées de la technologie SPT peuvent être facilement hybridées avec les centrales traditionnelles. Dans ce mode, la composante solaire thermique peut être utilisée pour réduire l'utilisation de combustibles fossiles ou pour augmenter la puissance absorbée par la TAV [60]. En tant que telle, cette technologie est utilisée comme alternative respectueuse de l'environnement dans une centrale électrique à turbine à vapeur conventionnelle [59]. De plus, l'utilisation du TES dans ce type de centrales CSP permet d'augmenter la capacité de production

d'électricité avec des facteurs de capacité (CF) annuels élevés et d'étendre les heures de fonctionnement de l'installation à plus de 4 500 h/an à puissance nominale [58].

#### I.4.1.2. Technologie de parabole de Stirling ou Concentrateur parabolique (SPD)

Les systèmes CSP utilisant des SPD (également connus sous le nom de SPD à Moteur Stirling) sont des techniques de concentration ponctuelle [56]. Ces systèmes consistent en un SPD en forme de parabole capable de concentrer les rayons du soleil sur un récepteur thermique situé au point focal de ce concentrateur, en plus un moteur Stirling couplé à un générateur pour produire de l'énergie [62]. Comme le montre la figure I.10.



**Figure I.10** : Un concentrateur parabolique à Moteur Stirling qui suit le soleil sur deux axes [45].

L'ensemble du système suit le Soleil via des systèmes de suivi à deux axes, qui garantissent que l'installation est toujours orientée vers le Soleil, le SPD et le récepteur se déplaçant en tandem [45]. Le mouvement de l'appareil en tandem avec la direction du soleil permet une forte concentration du rayonnement solaire sur le récepteur [56]. Cette conception élimine le besoin d'un fluide caloporteur et d'eau de refroidissement [63].

Une fois le rayonnement solaire réfléchi sur le récepteur, la chaleur générée dans le récepteur est utilisée pour faire fonctionner le moteur Stirling. Les températures dans le récepteur varient entre 700 et 800 ° C. L'hydrogène ou l'hélium gazeux sont généralement utilisés comme

gaz de travail dans les moteurs Stirling dont l'unité de conversion de puissance fonctionne selon les principes de la détente de l'air chaud. L'énergie thermique contenue dans le gaz de travail est d'abord convertie en énergie mécanique, qui est ensuite convertie en électricité [56]. Les systèmes à SPD à Moteur Stirling ont la plus grande capacité à concentrer les rayons du soleil et fonctionnent à une concentration élevée d'environ 3 000. Les gaz utilisés à l'intérieur d'un moteur Stirling ne quittent jamais le moteur [63].

L'efficacité de conversion maximale (conversion de l'irradiation solaire en électricité) des systèmes à paraboles Stirling se situe entre 25 % et 30 % [64]. Ce qui est l'une des efficacités solaires-électriques les plus élevées de toutes les technologies CSP [13]. La raison derrière cette efficacité élevée est que les miroirs incurvés utilisés dans le système font toujours face directement au soleil, alors que d'autres technologies CSP souffrent de « l'effet cosinus perdu » [59]. Un Système SPD à Moteur Stirling unique a une faible capacité de puissance et chaque parabole solaire produit de l'électricité indépendamment, ce qui signifie que pour installer une centrale à grande échelle telle que celles construites avec d'autres technologies CSP, des centaines ou des milliers de paraboles doivent être installées [65]. Comme le montre la figure I.11.



**Figure I.11** : Concentrateur parabolique à Moteur Stirling [13].

La capacité électrique d'un système CSP à parabole unique varie de 3 à 25 kW avec un diamètre de 3,5 à 11 m, respectivement. En général, la surface d'ouverture d'une parabole solaire varie de 35 à 170 m<sup>2</sup>, mais elle peut être fabriquée jusqu'à une taille supérieure à 300 m<sup>2</sup> [48].

Contrairement à d'autres technologies CSP, la technologie des paraboles de Stirling fait partie de la production d'énergie distribuée, ce qui peut réduire la charge des centrales électriques centralisées [66]. De plus, les systèmes SPD ont une conception spéciale qui leur permet d'être déployés individuellement ou regroupés, et de les placer sur un terrain accidenté ou sur une surface de pente [67,68].

Cependant, Les grands capteurs solaire de type SPD disponibles dans le commerce sont coûteux en raison de certains défis techniques qui leur sont associés, par exemple le coût de fabrication élevé impliqué en raison de la très haute précision requise dans leur fabrication et les difficultés de transport.

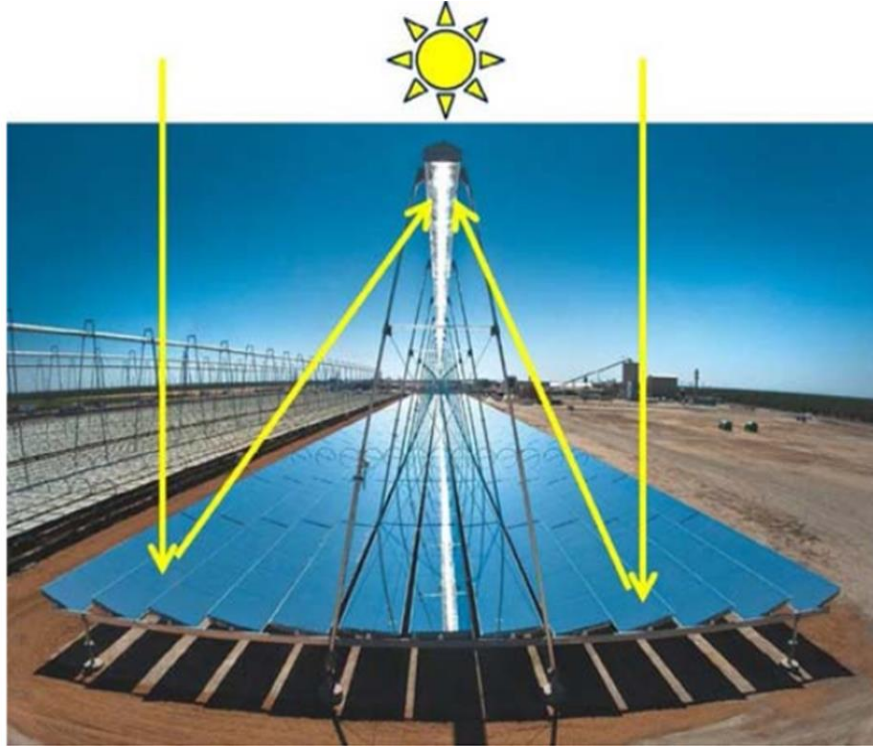
#### **I.4.1.3. Technologie du collecteur Linéaire de Fresnel (LFC)**

Les centrales CSP basées sur la technologie du LFC appartient aux technologies à concentration linéaire. Les systèmes de LFC utilisent une série de longs miroirs plats (planaires) pour concentrer l'irradiations solaire vers un récepteur linéaire fixe orienté vers le bas, positionné à un point focal commun des réflecteurs et contenant un fluide caloporteur [48,69]. Le récepteur est constitué d'un long tube absorbant à revêtement sélectif, afin de transférer davantage la chaleur au fluide de travail contenu dans ce tube horizontal [65].

Pour garantir que les rayons du soleil soient toujours concentrer vers le tube d'absorption, chaque ligne de miroirs de Fresnel est équipée d'un système de suivi à un seul axe (soit dans le sens Sud-Nord, soit dans le sens Est-Ouest ) [48]. Après avoir absorbé l'irradiation solaire, le fluide de travail avec sa température élevée, traverse le bloc de puissance afin de produire de l'électricité [18]. La température de fonctionnement du fluide de travail est généralement comprise entre 150 et 350°C [58]. La figure I.12 montre la conception d'un agencement de LFC comprenant un réseau de miroirs plats qui concentrent l'irradiation solaire sur un récepteur fixe.

Les fluides de travail les plus courants dans les centrales CSP utilisant la technologie LFC sont les huiles thermiques telles que Therminol VP1, Dowtherm A, Syltherm 800, etc., tandis qu'il existe également des applications pour la production directe de vapeur par cette technologie [70]. L'avantage d'avoir un récepteur fixe est que des pressions de fluide de travail plus élevées peuvent être maintenues, permettant ainsi une production directe de vapeur plutôt que d'utiliser des fluides caloporteurs. Cela élimine le besoin de HTF et d'échangeurs de chaleur, ce qui réduit les coûts globaux de maintenance et d'exploitation [71]. Cette vapeur peut être utilisée directement soit pour

produire de l'énergie électrique via des turbines à vapeur couplées à des générateurs électriques (cycle de Rankine), soit pour générer de la chaleur destinée à un usage commercial ou résidentiel et au traitement de l'eau [48].



**Figure I.12 :** Réflecteur de Fresnel linéaire dans lequel plusieurs miroirs se déplacent sur un seul axe pour concentrer l'irradiation solaire sur un récepteur linéaire fixe [45].

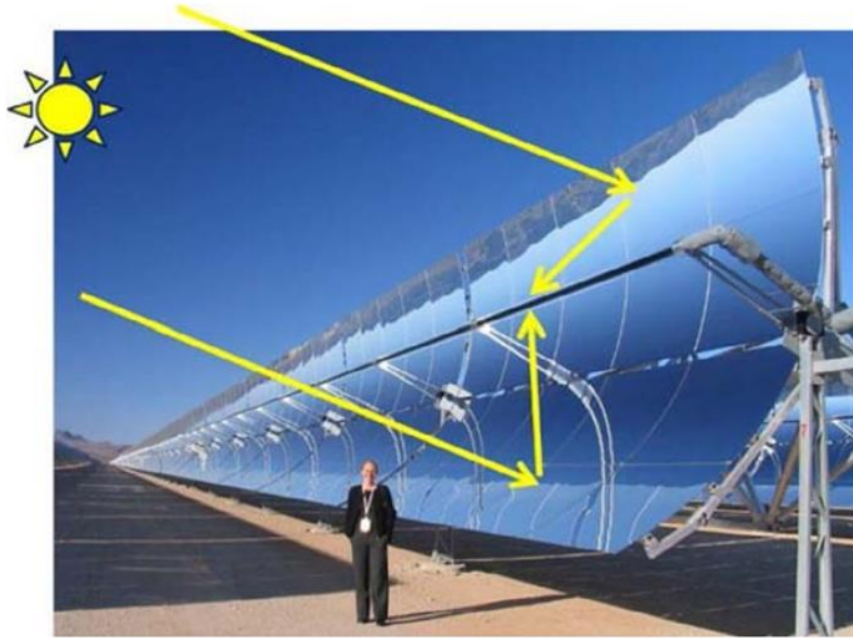
Les systèmes à LFC ont également la capacité d'accueillir un système de stockage, qui repose sur des sels fondus comme support de stockage à haute densité énergétique, où la température de fonctionnement de ces systèmes peut atteindre jusqu'à 550 °C avec du nitrate fondu (le nitrate fondu se trouve dans les sels fondus) [72].

Les réflecteurs linéaires de Fresnel ont des conceptions simples et peu coûteuses à fabriquer et à construire. Cependant, leur efficacité thermique et optique est inférieure à celle des différents types de technologies CSP, en raison de la nature de la configuration dans laquelle le corps du réflecteur est en mouvement et le récepteur est fixe [59].

#### **I.4.1.4. Technologie de collecteur cylindro-parabolique (PTC)**

La technologie PTC fait partie des technologies CSP les plus matures et est largement utilisée dans de nombreuses centrales électriques commerciales existantes, et environ 75 % des

centrales CSP commerciales actuellement en activité sont basées sur cette technologie [48]. Semblable aux LFC, ce système contient de longues rangées parallèles de miroirs incurvés de forme cylindro-parabolique à haute réflectance (généralement en acrylique argenté) généralement de 100 à 150 m de longueur totale, qui concentrent le rayonnement solaire incident sur un récepteur de chaleur central également appelé Élément collecteur de chaleur (HCE), est installé dans la ligne focale de la parabole [58,63]. Comme le montre la figure I.13.



**Figure I.13 :** Un collecteur cylindro-parabolique qui suit le soleil sur un axe [45].

Le tube récepteur est constitué de tubes en acier inoxydable (appelés tubes d'absorption). Ces tubes sont recouverts d'un revêtement sélectif pour absorber le rayonnement solaire de courte longueur d'onde ou de haute énergie. En raison de l'absorption du rayonnement solaire concentré, la température du tube d'absorption augmente ; Par conséquent, il est isolé des conditions atmosphériques avec une couche sous vide [63]. À l'intérieur des tubes absorbeurs, le rayonnement solaire concentré chauffe un HTF qui peut être de l'huile, du sel fondu ou un liquide retenant bien la chaleur, ainsi le rayonnement solaire est converti en énergie thermique sous forme de chaleur sensible du fluide [58].

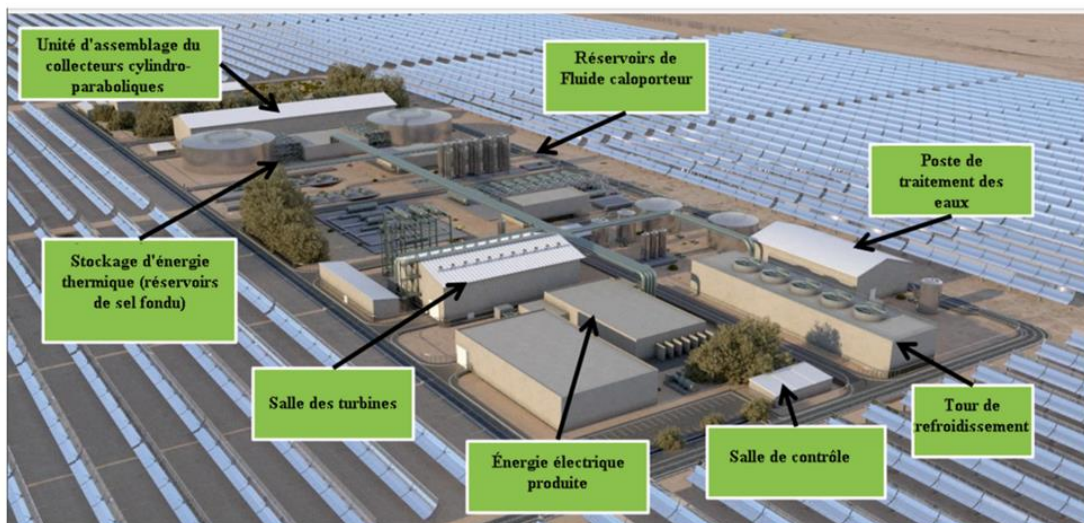
Divers types d'huiles synthétiques sont couramment utilisés comme fluide caloporteur pour transférer la chaleur d'un tube absorbeur vers un système de stockage et vers un échangeur de chaleur où l'eau est préchauffée, évaporée puis surchauffée avant d'être utilisée pour entraîner une

TAV afin pour produire de l'électricité, tout comme les centrales électriques conventionnelles [26,63]. Pour garantir que le rayonnement solaire est continuellement concentré sur les tubes récepteurs, le PTC a été conçu avec un dispositif de suivi, lui permettant de suivre la trajectoire du soleil d'est en ouest tout au long de la journée [13].

Dans les centrales CSP basées sur la technologie PTC, la température du fluide de travail se situe entre 100 et 400 °C, ce qui convient à de nombreuses applications. Selon la plage de température de fonctionnement, ces installations peuvent être divisées en deux catégories, la première est principalement utilisée pour produire de l'énergie électrique avec la température du fluide de travail varie entre 300 et 400 °C, tandis que le second est utilisé pour le chauffage des procédés industriels dans une température comprise entre 100 et 250 °C [73].

#### I.4.2. Principaux composants d'une centrale solaire thermique à collecteur cylindro-parabolique (PTCSTPP)

Le collecteur cylindro- parabolique est le système le plus répandu parmi les technologies solaires concentrées en raison de sa maturité technique et de sa stabilité de performances. À l'heure actuelle, le PTCSTPP représentent plus de 75 % des installations CSP mondiales. Les composants principaux pour une PTCSTPP sont discutés ci-dessous. La figure I.14 illustre la configuration d'une grande installation CSP commerciale basée sur technologie PTC.



**Figure I.14 :** Composante principale et disposition d'une centrales CSP à technologie PTC [48].

#### I.4.2.1. Structure de support et réflecteur (miroir)

Les miroirs des centrales CSP commerciales à PTC sont constitués de couches de matériaux hautement réfléchissantes avec des substrats et des superstrats qui protègent la couche réfléchissante de la corrosion ou de l'abrasion pour une durabilité accrue [74]. Le réflecteur en verre recouvert d'argent, la feuille d'aluminium anodisée, le polymère anodisé et le film polymère d'argent sont les matériaux les plus couramment utilisés dans la fabrication de ces réflecteurs [48]. Les miroirs sont généralement argentés au dos et recouverts de plusieurs revêtements sélectifs puisque leur durabilité et leur réflectance solaire sont meilleures que l'aluminium poli et l'acrylique métallisé qui sont également disponibles sur le marché [75].

Les miroirs pour les PTC typiques des centrales CSP sont fabriqués en verre flotté de 3 à 4 mm d'épaisseur à faible teneur en fer pour éviter l'absorption dans le verre, avec une face arrière argentée, protégée par un revêtement protecteur multicouche sur la face arrière (cuivre, peintures de protection et revêtement (laque) final). Les miroirs recouverts d'aluminium et de polymère souffrent généralement de propriétés optiques, mécaniques et de durabilité inférieure [48].

Les propriétés souhaitables des réflecteurs sont :

- Réflexion directe (spéculaire) élevée : Les valeurs de référence typiques sont supérieures à 92 % de la réflexion directe pondérée par le soleil.
- Rigidité de forme sous charge morte et charge de vent : Les déformations sont autorisées en cas de vitesse de vent élevée, car elles ne se produisent que pendant un nombre limité d'heures de fonctionnement du collecteur.
- Fidélité de forme de la forme cylindro-parabolique : Les écarts produisent une mise au point imprécise et peuvent conduire à un « déversement ». L'objectif est un facteur d'interception supérieur à 95 % sur la majorité des conditions d'exploitation annuelles.
- Représentant le spectre solaire : Les revêtements aluminium et multicouches sont en cours de développement. Les revêtements métalliques sont sensibles à la corrosion et nécessitent une protection appropriée de longue durée.
- Durabilité en termes de qualité de surface (revêtement dur, non rayé) et en termes de qualité de réflecteur. Le matériau réfléchissant préféré est l'argent en raison de ses bonnes propriétés optiques pour [48].



**Figure I.15 :** Structure de support et réflecteur de collecteur cylindro-parabolique [69].

Le réflecteur cylindro-parabolique est maintenu par une structure de support en acier sur pylônes dans la fondation. Cette structure porte les composants clés du module collecteur et est responsable de leur alignement précis dans toutes les conditions de fonctionnement et sur une période de fonctionnement de plusieurs décennies [48]. La fonction de Cette structure est d'apporter de la rigidité à l'ensemble des composants du PTC. Des supports et des piliers métalliques installés sur des fondations en béton assurent un support adéquat à la structure [76].

Les patins en céramique utilisés pour le montage des miroirs sur la structure du collecteur sont fixés à l'aide d'un adhésif spécial. L'installation et le montage de la structure de support ont une grande influence sur les performances globales de la centrale solaire [75]. Cette structure est généralement constituée de matériaux de structure tels que l'acier ou l'aluminium, et est divisée structurellement en quatre parties principales : fondations en béton, charpente, supports principaux (colonnes, poutres, pieux) et les supports récepteurs [48]. Comme le montre la figure I.15.

Les principaux critères, outre la précision géométrique et la rentabilité, sont donc la rigidité mécanique et la résistance à la corrosion. Les charges affectant la structure comprennent les charges mortes, le poids des composants, les charges des récepteurs et les charges de vent (flexion et couple) [48].

#### **I.4.2.2. Tube récepteur ou élément collecteur de chaleur (HCE)**

Le tube récepteur ou récepteur linéaire d'un PTC est le composant principal de la technologie CSP du PTC Il absorbe l'irradiation solaire concentrée par les miroirs et transfère cette énergie thermique au liquide qui circule à l'intérieur. Comme le montre la figure I.16. Il est composé de deux tubes concentriques séparés par le vide, un tube intérieur en acier avec une revêtement sélectif contenant un fluide caloporteur, et un tube extérieur en verre entourant le tube en acier (acier inoxydable), qui est un tube en verre généralement en borosilicate à faible teneur en fer (avec un coefficient de transmission de 90 %) afin d'obtenir un coefficient de transmission élevé face à l'irradiation solaire concentrée [45].

Pour réduire les pertes dues au rayonnement infrarouge, le couvercle en verre doit être traité avec une couche antireflet sur les deux surfaces latérales. Généralement, le dioxyde de silicium ( $\text{SiO}_2$ ) qui possède un indice de réflectance de 1,22 et une épaisseur d'environ 150 nm est utilisé comme revêtement antireflet [48]. Le récepteur intègre des joints verre-métal conventionnels et des soufflets en métal pour assurer le vide dans la zone annulaire et tenir compte de la différence de dilatation thermique entre les tubes en acier et en verre. Un vide entre le tube d'acier et le couvercle en verre est généralement maintenu à environ 0,013 Pa dans le but de réduire les pertes thermiques par convection dans l'espace annulaire et d'augmenter l'efficacité globale du PTC, en particulier à des températures plus élevées [75].

Un revêtement sélectif typique utilisé au-dessus du tube en acier est un revêtement de Cermet pulvérisé constitués de plusieurs couches de revêtements métalliques et céramiques avec une émissivité thermique inférieure à 11 % à 400 °C, ce qui se traduit par d'excellentes propriétés optiques sélectives ainsi qu'une absorbance solaire élevée (avec une absorption  $\geq 95\%$ ) et faible émissivité thermique pour le rayonnement infrarouge généré thermiquement [48]. De plus, la surface d'absorption recommandée est un matériau noir qui absorbe l'irradiation solaire, dont la longueur d'onde est comprise entre 0,3  $\mu\text{m}$  et 2,5  $\mu\text{m}$  [60].

Le tube récepteur mesure généralement moins de 5 m de long entre les supports qui le soutiennent au niveau de la ligne focale et peut être connecté en série jusqu'à la longueur totale du PTC (peut être étendu jusqu'à 150 m) [45]. Le diamètre du récepteur dépend de la largeur de l'ouverture de PTC. Le tube intérieur en acier a un diamètre extérieur d'environ 70 mm et le tube enveloppe en verre a un diamètre extérieur d'environ 115 mm [75].



**Figure I.16 :** Tube récepteur pour un collecteur cylindro-parabolique typique [77].

Un bouclier en aluminium est généralement placé sur le soufflet flexible pour protéger les soudures et des getters chimiques (composés métalliques) sont également placés dans l'espace sous vide (entre le tube récepteur en acier et le couvercle en verre) pour éliminer les molécules de gaz telles que l'hydrogène qui s'infiltrent dans l'espace annulaire sous vide au fil du temps à travers la paroi du tube [45].

#### **I.4.2.3. Fluide caloporteur (HTF)**

Le fluide caloporteur est un composant important pour le transfert et au stockage de l'énergie dans les centrales CSP [78]. Il existe deux méthodes de transférer l'énergie thermique vers le bloc de puissance :

**La première méthode est appelée production indirecte de vapeur :** Où les collecteurs solaires cylindro-paraboliques utilisent un HTF, qui circule à travers le récepteur afin de collecter et de transférer l'énergie solaire thermique du champ solaire vers les systèmes de générateur de vapeur à échangeur de chaleur, fournissant de la vapeur surchauffée pour la turbine à une température typique de 370 à 380 °C. Pour tout type de champ solaire, la température de sortie est limitée par les propriétés du HTF, c'est pourquoi un fluide à haute stabilité thermique est préféré [48]. Le choix du fluide thermique ou du HTF peut affecter le type de technologies de stockage pouvant être utilisées dans la centrale. De nombreuses options de ces fluides peuvent être utilisées dans les centrales CSP [75].

Tous les fluides caloporteurs doivent répondre à des exigences spécifiques et sont également sélectionnés en fonction des avantages qu'ils ajoutent à la centrale électrique.

En général, le HTF est évalué sur la base des aspects suivants :

- Le HTF doit être un liquide, ce qui signifie que le liquide doit avoir une température d'évaporation suffisamment élevée sous une pression facilement gérable ; le liquide ne doit pas s'évaporer en raison des températures élevées atteintes dans le champ solaire.
- Stabilité thermique : Le HTF doit être capable de supporter des températures de fonctionnement élevées.
- Basses températures de congélation : Cela permet à la centrale d'éliminer le besoin de mesures de protection contre le gel lorsque les températures dans le champ solaire sont considérablement basses.
- Le HTF doit avoir une capacité thermique élevée car cela permet de transporter et de stocker de grandes quantités d'énergie thermique.
- La conductivité thermique élevée du liquide est importante pour un processus de transfert de chaleur rapide.
- Le liquide doit de préférence être respectueux de l'environnement et avoir un faible potentiel d'inflammabilité et d'explosion.
- Il est également préférable d'utiliser des matériaux locaux ou faciles à obtenir [54].

Il est essentiel de mettre en avant tous les éléments susmentionnés, tout en soulignant explicitement que certains d'entre eux revêtent une importance supérieure à d'autres. La stabilité thermique optimale et une température d'évaporation élevée sont prioritaires, car elles déterminent la température maximale du cycle de vapeur et l'efficacité globale du bloc de puissance.

Les huiles thermiques sont couramment utilisées comme HTF dans les centrales CSP pour des températures supérieures à 200 °C. Pour une centrale à PTC, un HTF typique est le fluide diphényle/oxyde de diphényle (huile synthétique), connu sous les noms commerciaux Therminol VP-1 et Dowtherm A, est largement utilisé et a montré une excellente stabilité en température jusqu'à 400 °C. Bien qu'il soit inflammable, les exigences de sécurité et de protection de l'environnement peuvent être satisfaites avec un effort raisonnable [75].

### **La deuxième méthode est appelée technologie de génération directe de vapeur (DGS) :**

L'eau peut également être utilisée dans les centrales avec la technologie PTC comme HTF. La vapeur est générée directement dans les tubes d'absorption des PTC et transportée directement vers la TAV [54]. Dans les systèmes DGS, on ne fait pas appel à des chaudières classiques. La

vapeur est produite directement à l'intérieur des tubes d'absorption dans le champ solaire. Au lieu d'utiliser de l'huile thermique, de l'eau est pompée à travers les tubes récepteurs, où elle subit le processus d'évaporation. Il s'agit d'un seul cycle de fluide, similaire aux systèmes de production de vapeur indirects [79].

Des recherches ont montré que l'utilisation de l'eau dans le système comme HTF peut augmenter le prix de l'installation solaire car elle produirait des pressions élevées à l'intérieur du tube récepteur et de la tuyauterie [75]. Cependant, comme mentionné précédemment, le principal problème de l'utilisation de l'eau est sa disponibilité et son coût à l'endroit choisi [78].

#### **I.4.2.4. Bloc de puissance**

La majorité de l'électricité produite à l'échelle mondiale l'est au moyen de turbine à vapeur [59]. Dans la plupart des centrales électriques, la vapeur est générée dans la chaudière par la combustion de combustibles fossiles. Un système CSP accomplit essentiellement la même tâche que la combustion de carburant, et en tant que tel, il peut être appliqué à toute technologie prédominante de production d'énergie impliquant la conversion de l'énergie thermique en énergie électrique [59]. La centrale électrique à grande échelle a un cycle de puissance de rang et elle s'interface du champ solaire à la chaudière (un générateur de vapeur solaire est utilisé à la place d'une chaudière conventionnelle).

Le cycle de production d'électricité le plus couramment utilisé dans les centrales CSP dotées d'une technologie PTC est le cycle de Rankine, qui sera utilisé dans cette étude [80,81]. Ce type d'installation utilise généralement un HTF pour collecter l'énergie thermique du champ solaire sur la base d'un bon rendement solaire-thermique, ce qui permet de d'intégrer cette chaleur dans un cycle électrique eau/vapeur Rankine pour produire de l'électricité. Si l'huile thermique est utilisée comme HTF, il est chauffé dans le champ solaire et va sur le générateur de vapeur qui est un échangeur thermique huile-eau. Ainsi, le HTF transfère son énergie thermique à l'eau afin de générer la vapeur à haute température nécessaire à la turbine à vapeur [75].

Un cycle Rankine consiste en une chaudière pour produire de la vapeur à haute pression et haute température [82]. La vapeur est ensuite acheminée vers une turbine à vapeur qui produit de l'électricité. Les TAV utilisent le cycle de Rankine pour convertir l'énergie thermique en énergie de rotation qui est ensuite convertie en énergie électrique via les enroulements sur l'arbre (rotor) et le corps (stator) de l'alternateur de la turbine, après la dernière étape de détente, la vapeur est

acheminée vers un condenseur (tour de refroidissement) pour être reconvertie sous forme liquide, puis pompée vers la chaudière pour recommencer le processus [83]. La production d'énergie par le cycle de Rankine peut atteindre un rendement allant jusqu'à 40 %.

Dans la plupart des cas, la vapeur générée par les différentes étapes du processus est utilisée pour préchauffer l'eau d'alimentation avant qu'elle ne soit introduite dans la chaudière, augmentant ainsi l'efficacité du système. Ce cycle est principalement appliqué dans les centrales CSP dotées de la technologie PTC et SPT [59].

Il est essentiel d'isoler le bloc de puissance des fluctuations de l'irradiation solaire, causées par des interruptions nuageuses et des conditions météorologiques changeantes. Dans cette optique, le stockage thermique apparaît comme la meilleure option à tous les niveaux afin de minimiser l'impact des excès ou des insuffisances de chaleur au niveau du bloc de puissance. De plus, le bloc de puissance et sa durée de fonctionnement déterminent également le champ solaire et la capacité de stockage [84].

Les deux méthodes couramment utilisées sont le refroidissement sec et humide. Les règles thermodynamiques stipulent que le refroidissement humide des cycles de puissance à vapeur conventionnels est avantageux par rapport au refroidissement sec en termes d'efficacité du bloc de puissance [85]. En effet, les deux options de refroidissement (sec et humide) utilisent l'air ambiant pour assurer le rejet de chaleur de la centrale, elles diffèrent par le processus. Le condenseur refroidi à l'eau est entraîné par l'évaporation de l'eau (chaleur latente) pour éliminer la chaleur. Il est donc basé sur la température de l'air humide. D'autre part, le condenseur refroidi par air élimine la chaleur directement de la vapeur lors du cycle de puissance vers l'air ambiant (chaleur sensible). Par conséquent, le deuxième processus (refroidissement à sec) est basé sur la température de l'air sec [86]. Comme la température de l'air à bulbe sec est bien supérieure à la température à bulbe humide, l'efficacité du rejet de chaleur basée sur la technique de refroidissement humide est nettement supérieure à celle du refroidissement à sec, car la vapeur sera refroidie plus rapidement, motivée par la température plus basse [86].

On estime que les centrales CSP utilisant le refroidissement à sec produisent annuellement entre 4% et 9% d'électricité en moins que les centrales utilisant le refroidissement par voie humide [83]. Cependant, des études du Laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) ont montré que le refroidissement à sec peut permettre d'économiser plus de 90 % sur la consommation d'eau

[85]. Le principal inconvénient de l'utilisation d'un système de refroidissement humide est l'énorme consommation d'eau.

L'expérience des exploitants des centrales à technologie PTC suggère que le refroidissement humide est plus rentable et entraîne des coûts d'exploitation et de maintenance inférieurs [83]. En outre, la possibilité d'une baisse des prix de l'électricité donne souvent aux projets de refroidissement par voie humide un avantage lorsqu'ils sont en concurrence avec les projets de refroidissement à sec lors du processus d'appel d'offres [45].

#### **I.4.2.5. Système de poursuite solaire**

La quantité d'énergie solaire captée dépend de l'orientation du PTC, ainsi une récupération efficace de l'énergie solaire ne peut se produire qu'avec l'aide d'un système de suivi solaire [87]. Le suivi est effectué par un mécanisme d'entraînement (généralement un système hydraulique) qui peut déplacer le système de PTC, lui permettant de suivre le soleil et de capter l'énergie solaire en continu tout au long de la journée [48]. Cette plateforme mobilité de suivi solaire (mécanisme d'entraînement) joue un rôle essentiel dans le développement des applications de l'énergie solaire, notamment dans les systèmes de concentration solaire à haute température qui convertissent l'énergie solaire directement en énergie thermique ou électrique [87].

Chaque collecteur cylindro-parabolique est équipé d'un système d'orientation comprenant deux vérins hydrauliques. Ces vérins font pivoter la structure sur son axe de rotation unique pour suivre le mouvement du soleil d'Est en Ouest. Afin de capturer et de concentrer l'irradiation solaire maximale dans le récepteur [76].

Une unité d'entraînement hydraulique suffit pour faire tourner plusieurs concentrateurs connectés en série se déplaçant comme un seul PTC. Cependant, pour les petits PTC (surface d'ouverture  $<100 \text{ m}^2$ ), des systèmes de suivi composés d'un moteur électrique et d'un réducteur sont utilisés [60]. Dans ces systèmes, un suivi de haute précision est nécessaire pour garantir que le PTC est capable d'exploiter la quantité maximale d'énergie solaire tout au long de la journée [87].

Des unités de contrôle centralisées sont utilisées pour commander au système de suivi quand se déplacer et dans quelle direction suivre le soleil. Actuellement, deux types d'unités, dépendant du dispositif utilisé pour suivre le soleil, sont disponibles sur le marché. Ces deux catégories sont détaillées ci-dessous :

- Unités de contrôle basées sur des PTC.
- Unités de contrôle basées sur des algorithmes astronomiques.

La première catégorie utilise des photocellules afin de déterminer la position du soleil dans le ciel. Cependant, celles qui utilisent des algorithmes astronomiques sont plus précises en raison des algorithmes mathématiques très précis qui calculent l'élévation et l'azimut du soleil chaque seconde, mesurant ainsi la position angulaire de l'axe de rotation à l'aide de dispositifs électroniques.

Généralement, les systèmes de suivi solaire sont mis en œuvre, soit à un seul axe, soit à deux axes. Actuellement, toutes les centrales CSP commerciales utilisent un système de suivi à axe unique. Cependant, des systèmes de suivi à deux axes ont été testés dans le passé, mais ils ont démontré une rentabilité moindre par rapport aux systèmes à un seul axe.

### **I.4.3. Solutions pour Améliorer le potentiel des centrales CSP avec la technologie PTC**

Comme mentionné précédemment, il est possible d'améliorer le potentiel des centrales CSP à PTC en intégrant deux technologies visant à renforcer sa compétitivité par rapport aux systèmes conventionnels : les systèmes de stockage et de secours. Ces deux systèmes offrent la possibilité d'assurer un fonctionnement continu tout au long de l'année, garantissant ainsi un approvisionnement énergétique stable en réponse aux demandes du réseau électrique [51].

#### **I.4.3.1. Systèmes de stockage d'énergie thermique (TES)**

L'un des défis auxquels est confrontée l'utilisation généralisée des centrales CSP est de réduire ou de restreindre la production d'énergie lorsque le rayonnement solaire n'est pas disponible. Le système TES offre une solution viable à ce défi [47]. Dans un système CSP, les rayons du soleil sont réfléchis sur un tube d'absorption, qui génère de la chaleur utilisée pour produire de l'électricité. Si le récepteur contient de l'huile ou du sel fondu comme HTF, l'énergie thermique dépassant les besoins du bloc de puissance peut être stockée pendant la journée pour une utilisation ultérieure lorsque le soleil se couche ou est obscurci par des nuages [47]. De plus, pendant les périodes de faible rayonnement, lorsque l'irradiation solaire seule n'est pas suffisante, la production du système peut être augmentée en utilisant de la vapeur supplémentaire générée par le système TES [75].

Combinées au système TES, les technologies CSP peuvent non seulement fournir de l'électricité distribuable, mais également une stabilité au réseau électrique en cas de production élevée d'énergies renouvelables ou d'intermittence due à des conditions météorologiques nuageuses [75]. Cela permet aux centrales CSP d'être des options compétitives en termes de coûts pour fournir une énergie propre et renouvelable [47]. Le stockage thermique s'applique en principe non seulement aux centrales CSP dotées de la technologie PTC, mais également à d'autres technologies CSP. Cependant, la plupart des centrales solaires thermiques existantes intégrant le stockage thermique utilisent la technologie des PTC [75].

L'intégration d'un système de stockage dans les centrales CSP peut avoir un impact positif sur le système de plusieurs manières, notamment :

- Le système TES évite de perdre l'excès d'énergie collecté pendant la journée et de l'utiliser pendant la nuit ou par temps nuageux, ce qui permet de doubler le nombre d'heures de production d'électricité par an.
- Augmenter l'efficacité du système en évitant les pauses dans le cycle de puissance résultant du changement journalier du rayonnement solaire.
- Réduire le temps de démarrage en utilisant le stockage thermique pour préchauffer le fluide caloporteur passant à l'intérieur de l'absorbeur.
- Le système TES contribue à réduire davantage les coûts de production d'énergie, ce qui augmente la fiabilité des technologies CSP, grâce aux gains de productivité et à l'augmentation de la demande par rapport aux systèmes traditionnels.
- Diminution de la capacité des combustibles fossiles de secours (hybridation), qui se caractérisent par des coûts d'investissement élevés et une faible efficacité thermique.
- Le système TES augmente la valeur de la production d'électricité en effectuant une transition dans la production d'électricité d'une faible charge vers des périodes où la demande est élevée [54].

#### **I.4.3.1.1. Techniques de stockage**

Diverses technologies TES ont été testées et mises en œuvre depuis 1985. Ces technologies comprennent un système TES à deux réservoirs et un système à un seul réservoir [47].

### a. Systèmes à deux réservoirs

Actuellement, le système TES à deux réservoirs constitue la technologie la plus mature commercialement utilisée dans les centrales CSP. C'est un système qui contient deux réservoirs, l'un contenant le HTF chaud et l'autre le HTF froid. Il existe deux types du système TES à deux réservoirs un système direct à deux réservoirs, et un système indirect à deux réservoirs [54].

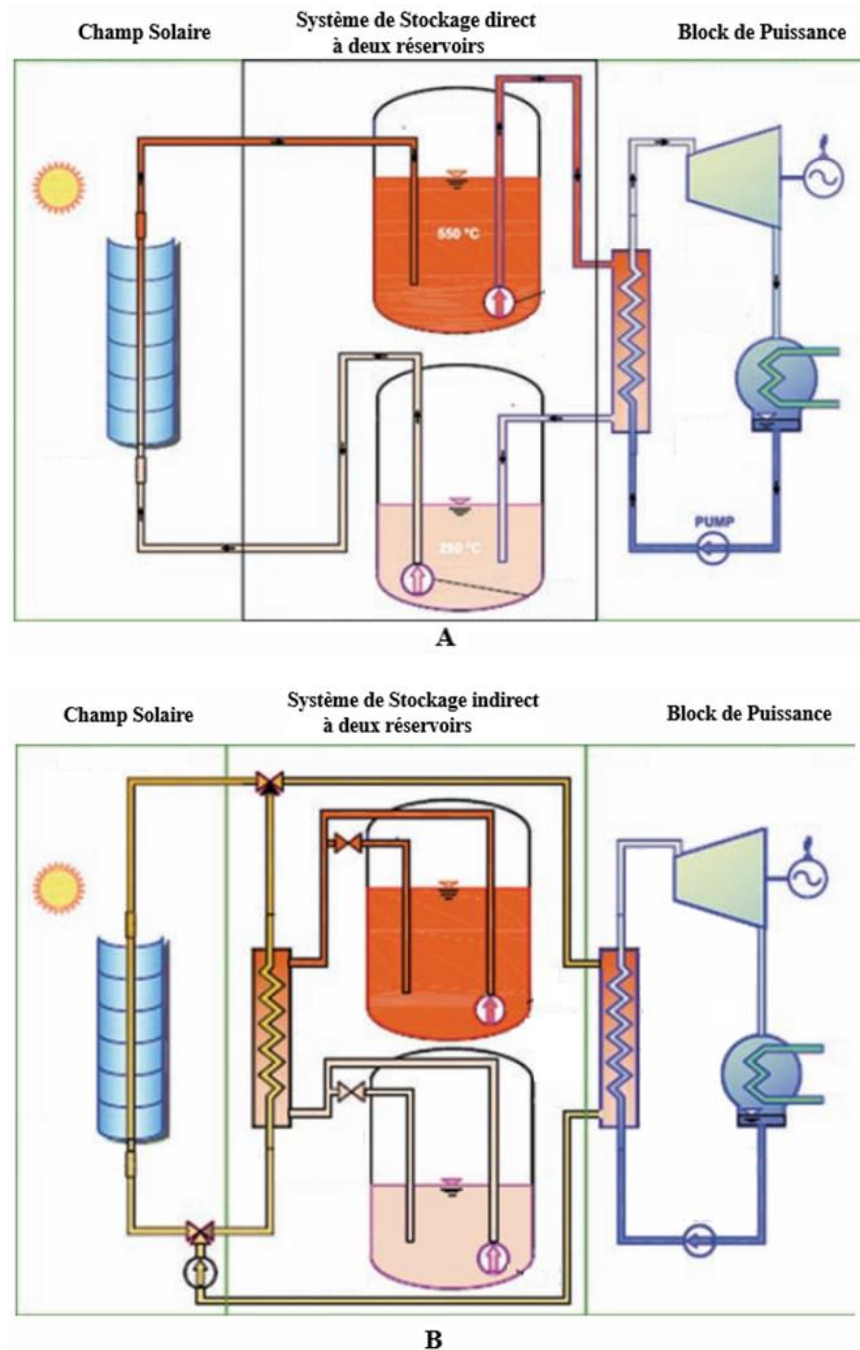
Un diagramme schématique des deux types de stockage thermique et de leur fonction de base est présenté à la Figure I.17.

**Système direct à deux réservoirs :** L'énergie thermique dans ce système est stockée dans le même fluide qui est utilisé pour la collecter, ce qui signifie que le HTF est le même que celui utilisé pour le stockage thermique. Le HTF est stocké dans deux réservoirs, un grand réservoir chaud à haute température et un grand réservoir froid à basse température, qui ont le même volume. Le HTF froid, qui peut être du sel fondu ou de l'huile synthétique selon la conception de l'installation, est pompé du réservoir froid vers le récepteur, où l'énergie solaire le chauffe à une température élevée, puis s'écoule vers le réservoir chaud pour le stockage. En cas de besoin, le réservoir haute température fournit ensuite le fluide chaud au bloc de puissance via un échangeur de chaleur où il génère de la vapeur afin de continuer à produire de l'électricité [59].

Le fluide sort de l'échangeur thermique à basse température et retourne dans le réservoir froid comme le montre la figure I.17 (A). Ce type de stockage a été utilisé dans les premières centrales dotées de la technologie PTC (telles que la première centrale CSP expérimentale) [47]. L'utilisation directe d'un HTF pour le transfert et le stockage de l'énergie présente le grand avantage de simplifier la conception des installations car aucun échangeur de chaleur n'est requis. Cela réduit les risques techniques et les coûts d'installation [83].

**Système indirect à deux réservoirs :** Les systèmes TES indirect à deux réservoirs fonctionnent de manière similaire aux systèmes directs à deux réservoirs, à ceci près que des liquides différents sont utilisés comme HTF pour le transfert et le stockage de la chaleur.

Ce système est utilisé dans les centrales CSP avec la technologie PTC où le HTF est coûteux ou ne convient pas à une utilisation comme fluide de stockage [47]. Comme la montre sur la figure I.17 (B) le fluide de stockage s'écoule du réservoir froid à travers un échangeur de chaleur supplémentaire, où il est chauffé par le HTF à haute température provenant du champ solaire.



**Figure I.17 :** Système TES directe (A) et (B) indirecte à deux réservoirs [88].

Ensuite, le fluide de stockage à haute température retourne dans le réservoir chaud. Le HTF sort de cet échangeur de chaleur à basse température et retourne au récepteur solaire, où il est à nouveau chauffé à haute température par le rayonnement solaire. Le liquide de stockage du réservoir chaud est utilisé pour produire de la vapeur de manière similaire à un système direct à deux réservoirs. Cependant, le système indirect requiert un échangeur de chaleur supplémentaire

pour transférer la chaleur du HTF circulant dans le champ solaire vers le fluide de stockage thermique, ce qui entraîne une augmentation du coût de l'installation [47]. Ce système est utilisé dans plusieurs centrales CSP en Espagne et a également été proposé pour plusieurs centrales de ce type aux États-Unis. Ces centrales utilisent de l'huile organique comme HTF et du sel fondu comme fluide de stockage [47].

#### **b. Systèmes à un seul réservoir (Thermocline)**

Dans ce système, un seul réservoir ou ligne thermique est utilisé comme couche remplie pour stocker l'énergie thermique. Pendant le mode de charge, un HTF chaud tel que de l'huile synthétique est pompé vers le haut du réservoir, déplaçant progressivement le HTF froid vers le bas. En raison de la différence de densité, les liquides froids et chauds sont séparés. Le fluide caloporteur chaud s'accumule en haut et le HTF froid s'accumule en bas. Les forces de flottabilité aident à maintenir la stabilité de la stratification thermique dans le même réservoir [47]. Malgré une réduction des coûts grâce à la transition des systèmes à deux réservoirs vers des systèmes à réservoir unique, et une bonne efficacité, le système TES à réservoir unique reste vulnérable aux changements des conditions limites, à la diffusion thermique et à la pénétration de fluides, entraînant des phénomènes d'écoulement irréguliers, comme des turbulences et un mauvais contrôle du mélange. Ces phénomènes peuvent réduire les performances globales du système TES dans les centrales CSP [89].

Les systèmes de stockage modernes intégrés dans les centrales CSP avec la technologie PTC sont une conception de système TES indirect à deux réservoirs utilisant du sel fondu comme support de stockage, qui se compose principalement d'un mélange de 60 % de nitrate de sodium et de 40 % de nitrate de potassium, où le transfert de chaleur se produit pendant le processus de chargement et de décharge par convection forcée [75]. L'utilisation de sel fondu pour le stockage de chaleur a été relativement largement appliquée dans l'industrie de transformation et constitue le plus mature parmi les systèmes TES indirect [83]. La raison pour laquelle le sel fondu est utilisé comme moyen de stockage préféré est due à l'avantage supplémentaire qu'il peut être stocké dans des réservoirs à pression atmosphérique, car le sel fondu a une densité élevée, une capacité spécifique élevée, une faible pression de vapeur et une stabilité thermique à haute température [57]. De plus, ils ont une capacité thermique volumétrique élevée et une faible réactivité chimique, tout en étant relativement peu coûteux [90].

### **I.4.3.2. Hybridation des centrales CSP avec la technologie PTC**

Les centrales CSP, qu'elles soient équipées ou non d'un système TES, sont généralement équipées d'un système de secours à combustible fossile, afin de garantir la continuité de la production durant les périodes de faible rayonnement solaire ou la nuit. De plus, il permet de réguler la production et d'assurer une capacité de production quasi constante, notamment en période de pointe (périodes de forte consommation). Les centrales CSP équipées de systèmes de secours sont appelées centrales hybrides [51]. Le combustible privilégié pour l'hybridation dans ces centrales est le gaz naturel [17]. Dans les centrales CSP utilisant la technologie PTC, deux configurations sont possibles et disponibles.

#### **I.4.3.2.1. Configuration solaire/ combustible fossile :**

##### **Le cycle hybride de vapeur :**

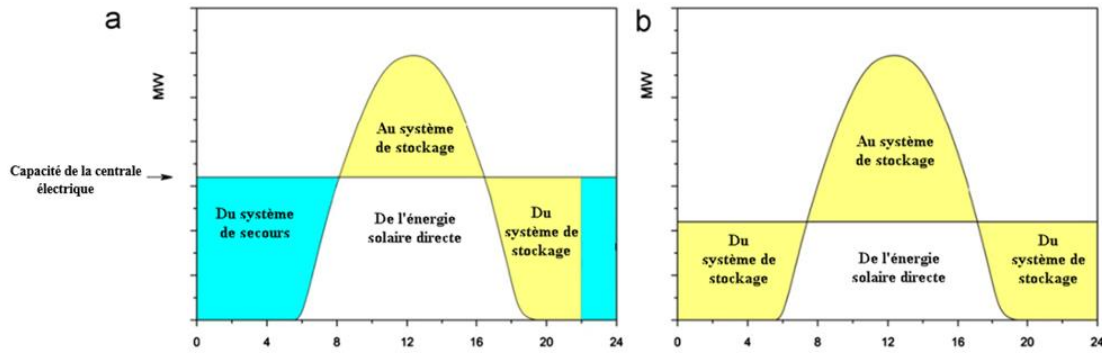
Ce système est utilisé pour intégrer une chaudière à gaz afin de compenser l'énergie requise pour le fonctionnement de TAV. La quantité maximale d'hybridation autorisée est choisie en tant que fraction de la puissance thermique projetée devant être fournie au HTF pour générer la puissance brute nominale. Cette technologie est mise en œuvre dans les centrales CSP [54].

#### **I.4.3.2.2. Configuration solaire/ cycle combiné**

##### **Le système solaire intégré à cycle combiné (ISCC) :**

Ce système est basé sur la combinaison du cycle hybride à vapeur et du cycle combiné (CC). Ce concept implique l'utilisation en cascade d'une ou plusieurs TAG, suivie d'une centrale à vapeur dont la source de chaleur provient de la source froide des turbines à gaz. Dans le concept des systèmes ISCC, les centrales CSP sont utilisées en mode hybride en ajoutant un petit champ solaire à une centrale électrique alimentée à des combustibles fossiles (turbine à gaz) [51]. La part de l'énergie solaire étant limitée (la fraction solaire est aussi faible que moins de 10 %), cette hybridation ne fait que limiter la consommation de combustible [54]. Un aspect positif des économiseurs de combustible solaire est leur coût relativement faible. Le cycle vapeur et la turbine étant déjà en place, seuls les composants spécifiques au systèmes CSP nécessitent des investissements supplémentaires [51].

La figure I.18 montre les performances typiques d'une centrale CSP dotée d'un système TES et d'un système de secours, dans une production constante à capacité nominale.



**Figure I.18 :** Combinaison possible d'hybridation et de système TES dans une centrale à technologie PTC [54].

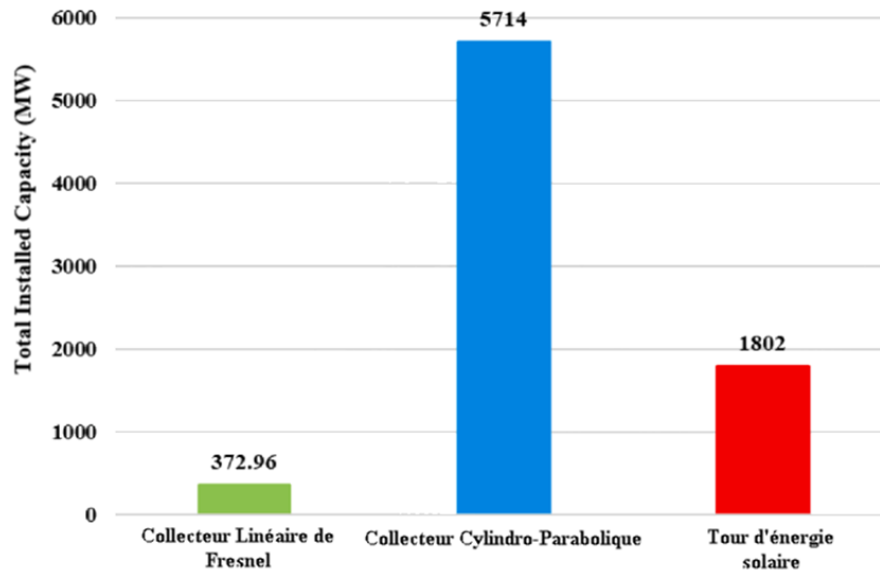
### I.4.4. Comparaison de différentes technologies CSP

Une analyse comparative des performances techniques et économiques des différentes technologies CSP discutées est présentée dans le tableau I.3 :

**Tableau I.3 :** Comparaison entre les principales technologies CSP [31,51,91,92]

Paramètre	Collecteur cylindro-parabolique (PTC)	Collecteur Linéaire de Fresnel (LFC)	Tour d'énergie solaire (SPT)	Concentrateur parabolique (SPD)
Rapport de concentration Solaire	70–80	>60	>1000	>1300
Plage de température de Fonctionnement (°C)	200–400	50–300	300–1000	120–1500
Efficacité annuelle moyenne	15%	8–11%	17–35%	25–30%
Capacité totale (MW)	10–300	10–200	10–200	0.01–0.025
Utilisation des sols (m <sup>2</sup> /Mwh /an)	6-8	4-6	8-12	8-12
Aptitude au stockage thermique	Approprié	Approprié	Très approprié	Difficile
Bloc de puissance	Cycle de Rankine	Cycle de Rankine	Cycle de Rankine/Brayton	Cycle de Stirling/Brayton
Besoin en eau (m <sup>3</sup> )	3 (Refroidissement humide)	3 (Refroidissement humide)	2–3 (Refroidissement humide)	0.05–0.1
État de développement	Commercialement prouvé	Projet pilote	Commercialiser	Étape de démonstration
Commercial opération	Haut	Faible	Modéré	Néant
Technology development risk	Faible	Modéré	Modéré	Modéré

À l'heure actuelle, la technologie la plus utilisée est la technologie PTC avec 91 projets, suivie par les SPT avec 34 projets, LFC avec 16 projets et seulement deux projets SPD, tous deux mis hors service. Environ 75 % de la capacité installée utilise la technologie PTC [63]. La figure I.19 montre la capacité totale installée de chaque technologie CSP pour 141 centrales électriques différentes. La figure I.19 montre un potentiel élevé d'utilisation de CSP en utilisant la technologie PTC par rapport à d'autres technologies [63].

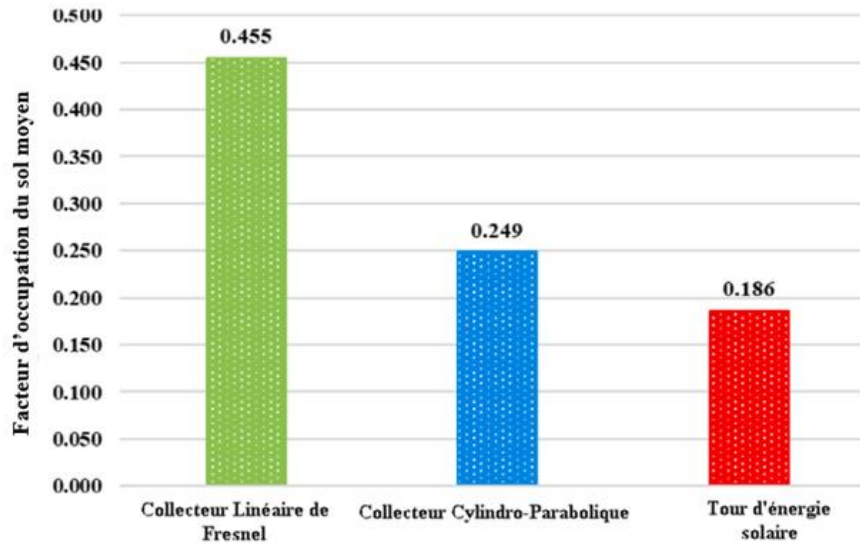


**Figure I.19 :** Capacité totale installée pour chaque technologie CSP [63].

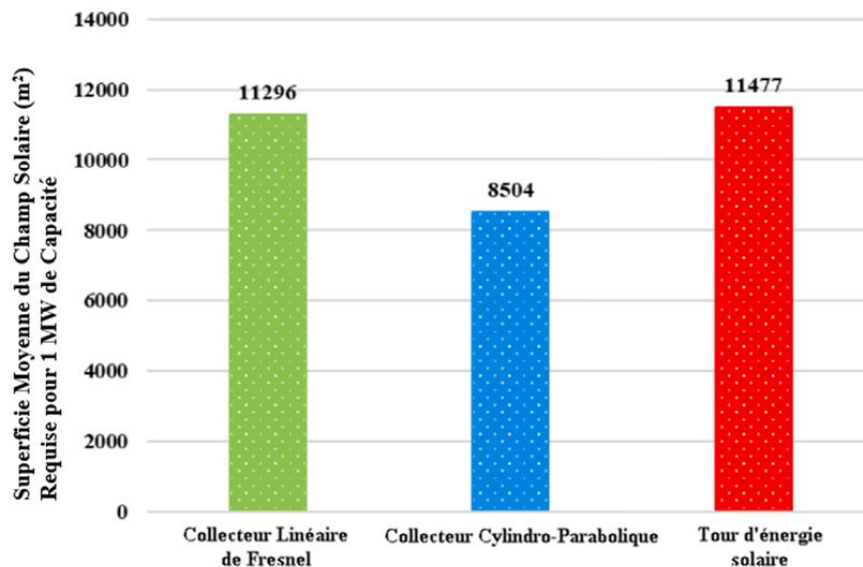
La technologie PTC est une technologie pleinement mature sous les deux aspects : technique et commercial. De plus, cette technologie est également capable d'intégrer d'autres sources d'énergie qu'il s'agisse de ressources conventionnelles ou de stockage thermique. Actuellement, parmi les quatre technologies CSP, la technologie PTC qui utilise le système TES génère de l'énergie électrique au moindre coût. Les systèmes PTC, de LFC et SPT sont adaptés pour des capacités de production d'électricité allant de 10 à 200 MW, tandis que les systèmes à SPD sont plus appropriés pour des capacités de production plus basses, entre 0,01 et 0,4 MW [26].

Les systèmes PTC et les systèmes LFC présentent des concentrations comparables, qui sont inférieures à celles indiquées dans le tableau I.3. En revanche, les systèmes SPT affichent des concentrations intermédiaires, comprises entre 300 et 1000, tandis que les systèmes SPD présentent la concentration la plus élevée, allant de 1 000 à 3 000 [26].

De plus, les figure I.20 et I.21 effectuent une comparaison du facteur d'utilisation des terres pour 81 centrales électriques, ainsi que de la superficie moyenne du champ solaire nécessaire en  $m^2$  pour une capacité de 1 MW, pour 110 centrales électriques ; respectivement.



**Figure I.20 :** Comparaison des facteurs moyens d'occupation du sol entre les différentes technologies [63].



**Figure I.21 :** Champ solaire moyen requis en ( $m^2$ ) pour 1 MW de capacité pour chaque technologie [63].

Le facteur d'occupation des sols le plus bas est observé pour le tour d'énergie solaire, avec un taux d'environ 18,6 %, suivi de collecteur cylindro-parabolique présentant un pourcentage

d'environ 25 %. Le facteur d'occupation des sols le plus élevé est enregistré pour collecteur linéaire de Fresnel avec un pourcentage avoisinant les 45,5 %. On peut également déduire que le PTC nécessite environ 8 504 m<sup>2</sup> pour chaque MW, exclusivement pour le champ solaire [63].

Selon Tripp et al., le facteur d'utilisation des terres pour LFC, et PTC et SPT varie respectivement de (60 à 80 %), (25 à 40 %) et (20 à 25 %) [93]. L'efficacité annuelle de conversion solaire en électricité pour les systèmes PTC et les systèmes LFC est inférieure à celle des systèmes SPT et SPD [26]. Les efficacités annuelles totales de conversion solaire-électricité pour PTC, LFC et SPT varient respectivement de 11 à 16 %, de 8 à 12 % et de 12 à 16 % [63].

La technologie LFC présente le rendement le plus faible de toutes les technologies CSP, elle est donc considérée comme une technologie en phase expérimentale. Avec seulement 6 projets opérationnels, totalisant une capacité installée de 59,65 MWe, la technologie LFC représente moins de 2,1% de la part totale de la capacité installée des projets CSP. Actuellement, seuls 5 projets sont en cours de construction, avec une capacité installée de 166 MWe. Ainsi, ces projets se manifestent davantage sous la forme de prototypes expérimentaux visant à approfondir la technologie [60].

La technologie de SPT est relativement récente par rapport au PTC. Cependant, depuis le succès du projet PS10 mis en œuvre en 2007, cette technologie a été introduite sur le marché commercial en tant que technologie éprouvée. Le coût de l'électricité produite à partir de cette technologie est fortement lié à la capacité installée. Les centrales électriques à grande échelle avec TES offrent le coût de l'électricité le plus bas [60]. Des configurations hybrides sont également possibles avec des ressources énergétiques conventionnelles ou du stockage thermique, et elles offrent le coût de l'électricité le plus bas de la technologie. Actuellement, 8 projets opérationnels ont une capacité de production de 64,42 MWe, représentant ainsi 2,24% de la capacité totale installée des technologies CSP. En ce qui concerne les projets en construction, la technologie détient une part de 20%, visant à accroître sa compétitivité par rapport à la technologie PTC, qui est leader du point de vue économique [60].

Bénéficiant d'un rendement élevé, la technologie SPD représente le choix optimal pour une utilisation individuelle ou regroupée dans le cadre de projets de petite envergure. Cette technologie ne requiert pas de consommation d'eau, ce qui la rend idéale pour les zones où l'eau est exclusivement destinée à la population et à l'agriculture. Toutefois, en raison du coût élevé de l'électricité générée par cette technologie, son introduction sur le marché s'avère difficile.

Actuellement, seule une centrale est en construction aux États-Unis, avec une capacité installée de 1,5 MWe, représentant ainsi 0,052 % de la capacité totale de production en cours de construction pour les projets CSP [60].

Les exigences hydriques revêtent une importance cruciale dans les régions où l'eau est une ressource rare, notamment dans la plupart des environnements désertiques. Comme c'est le cas dans d'autres installations de production thermique, la centrale CSP requiert de l'eau pour les processus de refroidissement et de condensation, engendrant des besoins relativement élevés, soit environ 3 000 L/MWh pour les centrales à technologies de PTC et LFC (similaires à un réacteur nucléaire). En comparaison, cela représente environ 2 000 L/MWh pour une centrale thermique au charbon et seulement 800 L/MWh pour une centrale électrique à CC au gaz naturel [51]. Les installations de SPT requièrent moins d'eau que les installations à technologies de PTC, avec une consommation d'environ 1 500 L/MWh. Les SPD sont refroidis par l'air ambiant, éliminant ainsi le besoin d'eau de refroidissement [51].

Enfin, la technologie PTC a prouvé sa domination au cours de 28 années d'exploitation commerciale, démontrant sa capacité à produire de l'électricité, que ce soit de manière autonome ou au sein de systèmes hybrides, à un coût actualisé de l'électricité le plus bas et avec des risques techniques et économiques réduits pour les investisseurs. Cependant, avec plus de 60 % des projets en phase de développement, la technologie des tours solaires émerge également comme un concurrent potentiel dans le domaine de la production d'électricité à l'aide de technologies CSP [60].

#### **I.4.5. Exigences clés pour les centrales CSP**

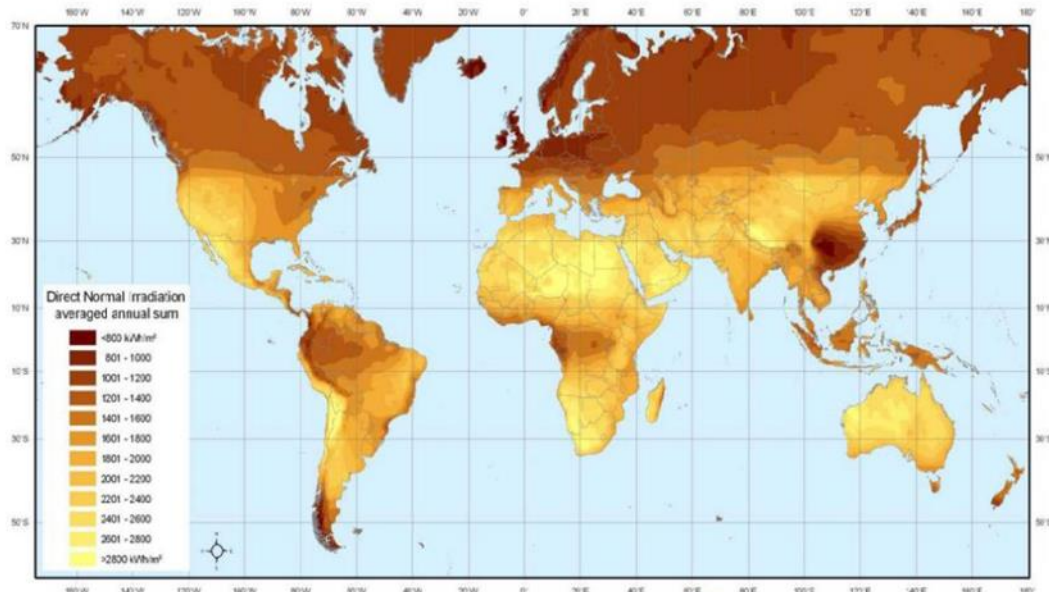
Le choix de l'emplacement approprié pour une centrale électrique basée sur l'énergie solaire concentrée est une question extrêmement importante pour les sociétés spécialisées dans l'installation de centrales CSP. Ce choix est influencé par divers critères, englobant des aspects environnementaux jusqu'aux exigences fondamentales de production d'électricité, tels que la disponibilité de l'énergie solaire, les superficies continues de terrain, les infrastructures de soutien, et les facteurs socio-économiques spécifiques pour qu'elle soit mise en service, financée et construite avec succès et efficacité. Des critères d'implantation évalués pour les centrales CSP centralisées sont nécessaires avant de localiser une centrale réelle, ces critères sont :

### **I.4.5.1. Situation géographique avec un rayonnement solaire élevé**

Bien que toutes les exigences soient essentielles pour les projets CSP, la plus importante est sans doute l'emplacement [48]. Le critère de base le plus important pour le déploiement de centrales CSP dans un site donné est la disponibilité suffisante du rayonnement solaire. Il est particulièrement important que la fraction directe du rayonnement solaire (DNI) soit élevée. Contrairement à d'autres types d'énergie solaire comme les systèmes PV, les centrales CSP n'utilisent que la composante directe du rayonnement solaire ; Ce qui joue un rôle important dans la détermination de la capacité d'installation et du choix du site [54].

En raison de la nature de la technologie CSP, seule le DNI peut être utilisée, ce qui limite les sites de CSP de haute qualité aux zones avec de faibles niveaux d'humidité atmosphérique et de particules, peu ou pas de couverture nuageuse et des niveaux élevés de DNI tout au long de l'année, Par conséquent, les régions arides ou semi-arides sont les plus typiques de ces conditions. De plus, la taille du champ solaire nécessaire pour les installations CSP est directement proportionnelle au niveau de DNI, ce champ solaire constituant environ 50 % du coût total de la centrale solaire. Le niveau élevé de DNI aura un impact majeur sur le coût global des projets CSP, car ces systèmes requièrent une DNI élevée pour un fonctionnement rentable, les emplacements bénéficiant d'un excellent rayonnement solaire peuvent présenter des tarifs d'électricité plus attractifs, et ce seul facteur a généralement l'impact le plus significatif sur les coûts des systèmes CSP [94].

Ces systèmes ont une justification économique uniquement pour les sites où les valeurs de DNI sont supérieures à  $5,5 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{jour}$  ou  $(2000 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{an})$  [25]. Des valeurs supérieures à ce seuil sont atteintes dans la ceinture solaire terrestre connue sous le nom de Sun Belt, située entre les latitudes  $15^\circ$  et  $40^\circ$  sur les deux hémisphères. Cela comprend notamment l'Afrique du Nord et la Namibie et l'Afrique du Sud, le Moyen-Orient, l'Iran, le Pakistan, l'Afghanistan, et la Chine occidentale, et les régions désertiques de l'Inde, le sud-ouest des États-Unis et le nord du Mexique, certaines régions du sud de l'ancienne Union soviétique, le nord du Chili, et les parties contiguës de la Bolivie et de l'Argentine, ainsi que de vastes régions de l'Australie [54]. La figure I.22 illustre une carte mondiale des sommes annuelles de DNI, conçue par le centre aérospatial allemand (DLR) sur la base des données de rayonnement à long terme de la NASA.



**Figure I.22 :** Irradiation annuelle directe normale en kWh / m<sup>2</sup> /an [54].

#### I.4.5.2. Utilisation des terres et couverture du sol

À l'exception de l'évaluation des ressources solaires, l'implantation des centrales CSP nécessite une grande superficie de terrain par rapport aux centrales électriques conventionnelles. Les besoins en terrains varient selon la technologie, Une centrale CSP typique nécessite 5 à 10 acres de terrain pour chaque MW d'électricité produit [48]. Selon la Technologie CSP, la pente du terrain influence la faisabilité d'une centrale CSP et ses coûts. Les systèmes, en particulier les systèmes à concentration linéaire tels que les centrales équipées de la technologies des PTC et les centrales avec la technologie LFC, nécessitent de vastes surfaces relativement plates [54].

Les collecteurs cylindro-paraboliques peuvent atteindre une longueur allant jusqu'à 150 m et les nouveaux collecteurs Heliotrough peuvent atteindre 191 m, tandis que les LFC peuvent être beaucoup plus longs, allant jusqu'à 1 km [54]. Les systèmes de concentration ponctuelle, tels que les centrales CSP à tour et les systèmes SPD, peuvent également être installés sur des zones présentant une pente plus importante, par exemple sur une colline orientée plein sud. Pour l'analyse du site, un seuil de pente spécifique peut être défini pour exclure les zones avec une pente plus élevée. Les études d'implantation des technologies CSP ont généralement révélé qu'un terrain avec une pente globale inférieure à 1 % est le plus économique à développer [94]. Un seuil de 2,1% est souvent toléré dans les études du DLR. Toutes les zones ayant une pente supérieure à 2,1% sont alors exclues [54].

Les conditions terrestres naturelles sur un site donné et la possibilité d'utilisation des terres déterminent en grande partie la pertinence d'une zone pour la construction de centrales CSP. Les terres désignées pour le déploiement des centrales CSP, doivent être de faible valeur pour un usage agricole ou résidentiel et avoir un faible habitat biologique [94]. Il est évident qu'il n'est pas possible de construire des centrales CSP dans des zones déjà habitées. De plus, il convient de noter qu'en général, une distance minimale doit être respectée entre les zones habitées et les installations solaires. Les zones de sel sont exclues en raison de leurs propriétés corrosives importantes. La mise en place de mesures anticorrosives pour centrales CSP entraînerait des coûts très élevés. De plus, les plans d'eau, les glaciers, les marais, et les zones humides doivent être exclus pour des raisons techniques. De plus, les déserts de sable présentent des problèmes potentiels en tant que sites de centrales solaires en raison des sables mouvants, des dunes, et de l'absence de terre de construction solide. Il est important de noter que les sables mouvants sont des structures dynamiques qui peuvent se propager à d'autres endroits, nécessitant ainsi le respect d'une zone de sécurité autour des dunes de sable [54].

Le coût du terrain est également un critère important qui affecte le coût du capital, c'est pourquoi le coût du terrain potentiel pour les sites potentiels doit être raisonnable [57]. En d'autres termes, les sites potentielles les plus adaptées au déploiement de centrales CSP sont notamment les zones désertiques et semi-désertiques (sauf pour les déserts de sable) [94]. De plus, il est essentiel de ne pas construire ces centrales sur les zones forestières, les pâturages et les terres cultivées pour éviter les conflits d'usage des terres et les conséquences environnementales négatives. Prise en compte des usages alternatifs potentiels.

#### **I.4.5.3. Disponibilité de l'eau**

La disponibilité de l'eau est également une exigence essentielle pour toute centrale thermique fonctionnant selon le cycle de Rankine [57]. Dans la production d'électricité via les technologies CSP, une quantité importante d'eau est utilisée pour un certain nombre de raisons telles qu'un fluide de travail dans le cycle électrique à vapeur de Rankine, pour le refroidissement et surtout dans les conditions arides et semi-arides, pour nettoyer la poussière des miroirs [48]. Toutes les technologies CSP commerciales reposent sur des cycles à vapeur de Rankine qui sont essentiellement les mêmes que ceux utilisés dans les centrales nucléaires et au charbon. L'achèvement du cycle dans un bloc de puissance de Rankine nécessite un système de

refroidissement pour condenser la vapeur en eau. Bien que la majeure partie de l'eau soit réutilisée dans le cycle, l'eau est toujours nécessaire pour l'appoint du cycle vapeur. L'eau est utilisée pour assurer la production de vapeur (4 à 8 %), le refroidissement du bloc de puissance (82 à 94 % en cas de refroidissement humide) et le nettoyage du champ solaire collectant l'énergie solaire thermique (2 à 10 %) [48].

En général, la consommation d'eau dans une centrale CSP typique est divisée en trois parties principales : le Nettoyage du réflecteur, alimentation du cycle vapeur (génération de vapeur) et système de refroidissement. Bien que certaines technologies CSP puissent utiliser des techniques de refroidissement à sec pour réduire la dépendance à l'eau, l'eau sera toujours nécessaire dans une certaine mesure pour nettoyer les surfaces des miroirs (le champ solaire). Un nettoyage fréquent des miroirs (lavage des miroirs) est essentiel pour garantir l'efficacité du fonctionnement de la centrale, par ex. Les centrales CSP à technologie PTC, comme le montre la figure I.23, sont lavés une à deux fois par semaine tout comme dans la centrale Shams-1 (actuellement en exploitation à Abu Dhabi) [95]. La consommation typique d'eau nécessaire au lavage des miroirs est de 0,5 à 0,7 L/m<sup>2</sup> La consommation annuelle totale d'eau de lavage par m<sup>2</sup> dépend de l'emplacement géographique du champ solaire [48].



**Figure I.23 :** Camions de nettoyage pour nettoyer les miroirs réfléchissants dans le champ solaire de Shams-1 [95].

#### **I.4.5.4. Disponibilité des infrastructures**

Le critère de l'infrastructure englobe l'approvisionnement en eau, l'accessibilité du site et la présence d'un réseau de transport et de distribution de l'énergie électrique produite. En fin de compte, l'infrastructure influence les coûts d'investissement, ainsi que les coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale électrique CSP [57]. Le transport et la distance du réseau sont les principaux paramètres infrastructurels pour décider d'une nouvelle configuration de centrale électrique basée sur les technologies CSP.

#### **I.4.5.5. Évaluation des réseaux de transport d'électricité**

L'accès aux lignes de transport d'électricité et aux gazoducs est un autre facteur crucial pour le choix d'un emplacement pour les systèmes CSP (L'accès facile aux réseaux de gazoducs est un facteur essentiel dans les systèmes hybrides solaire-gaz) [94]. Pour minimiser les coûts d'investissement directs des centrales CSP, il est important de choisir un site doté d'un réseau de lignes de transmission établi, afin que la centrale électrique puisse être facilement intégrée au réseau national [96]. Pour choisir l'emplacement approprié pour les systèmes CSP, un accès facile au réseau de transport d'électricité est très important, car l'électricité produite par ces systèmes est non seulement nécessaire pour répondre à la demande de développement de l'économie locale, mais également pour transférer le surplus d'électricité vers d'autres endroits à travers le réseau (lignes de transport à haute tension pour le réseau électrique), en particulier vers les villes gourmandes en énergie [97].

Étant donné que le raccordement de la ligne de transport au réseau coûte cher, la proximité des systèmes CSP avec le réseau de transport d'électricité est un facteur important dans le coût total de ces systèmes [94]. Par conséquent, la distance entre les centrales CSP et les lignes de transport d'électricité peut varier selon l'emplacement, car la disponibilité des lignes de transport change selon les régions. Abed Anwarzai et al [98]. Ont envisagé une distance de 10 km autour des villes en cas de manque de lignes de transport. Alors que Ahmed Solangi et al [99]. Ont mené une étude de sélection de site au Pakistan et ont suggéré que la centrale solaire devrait être située à seulement 3 km des lignes de transport connectées au réseau.

#### **I.4.5.6. Disponibilité d'un réseau de transport**

Un réseau de transport efficace est essentiel pour l'installation des centrales CSP dans une zone, car les routes et les chemins de fer permettent non seulement un transport facile des

composants de la centrale sur les sites potentiels, mais permettent également un mouvement aisé de la main-d'œuvre, des employés et des accessoires souhaités [96]. De plus, pendant la construction et l'exploitation ultérieure des centrales CSP, des routes adaptées sont nécessaires pour que les engins de construction et d'entretien lourds puissent atteindre le site [4].

#### **I.4.5.7. Évaluation du vent**

La vitesse du vent est un facteur important dans la conception et la construction des centrales CSP, en plus de l'effet des tempêtes de sable sur l'érosion des réflecteurs [100]. Les conditions de vent sur le site doivent également être prises en compte dans les évaluations d'emplacement, Étant donné que l'intensité du vent détermine la conception structurelle des collecteurs et que les structures des collecteurs représentent 40 % des coûts du champ solaire de ces centrales, la prise en compte de la force du vent est nécessaire pour optimiser cette décision [94]. La vitesse du vent est d'une grande importance pour affecter les miroirs des centrales CSP. Par exemple, le coût des miroirs constitue une part importante du coût total d'investissement, qui peut parfois dépasser 30 %.

La vitesse du vent peut également affecter les déperditions thermiques des différents systèmes des centrales CSP, notamment au niveau des récepteurs (tube à vide par exemple) [4]. Les charges de vent peuvent sérieusement déformer la forme des miroirs et entraîner une perte d'efficacité. Les systèmes de production d'énergie solaire (situés dans le désert de Mojave, en Californie) sont conçus pour fonctionner avec des vitesses de vent inférieures à 35 mph [94].

#### **I.4.5.8. Financement**

Si un emplacement idéal est trouvé pour les projets de CSP, ces projets ont encore besoin du financement nécessaire ; que ce soit par l'intermédiaire d'entrepreneurs ou d'une entreprise privée, ces projets doivent bénéficier d'un financement. Malheureusement, cela constitue souvent un obstacle à la croissance des projets de CSP et de divers autres systèmes d'énergie renouvelable. Le crash de 2008 a été le début de ce problème ; Les investissements dans le CSP étaient élevés et des subventions gouvernementales étaient proposées dans de nombreux pays avant le krach, mais elles ont pris fin presque immédiatement. Les problèmes économiques persistants ont entraîné des revers pour l'industrie, la récente pandémie de Covid-19 et le krach économique qui en a résulté provoquant encore plus d'incertitude [48].

#### **I.4.5.9. Acceptation de la communauté**

Ce facteur n'est pas une exigence mais améliore considérablement les chances de mettre en œuvre un projet CSP réussi. Bien que les réactions des communautés aux centrales CSP soient généralement positives, des frictions peuvent survenir entre les communautés et les promoteurs. Pour encourager non seulement une période de construction plus facile, mais aussi pour prouver que les projets CSP constituent un ajout positif aux localités, toute opportunité d'obtenir l'acceptation de la communauté doit être saisie [48]. En outre, les facteurs sociaux comprennent le soutien des gouvernements locaux et centraux, l'économie locale étant responsable du bon fonctionnement de la centrale électrique en fonction de sa politique. Ces facteurs sont largement pris en compte pour l'installation d'une centrale électrique dans n'importe quelle communauté. La sensibilisation du public et une politique gouvernementale forte peuvent promouvoir le déploiement des centrales CSP dans des emplacements potentiels [57].

#### **I.4.6. Avantages et inconvénients des CSP**

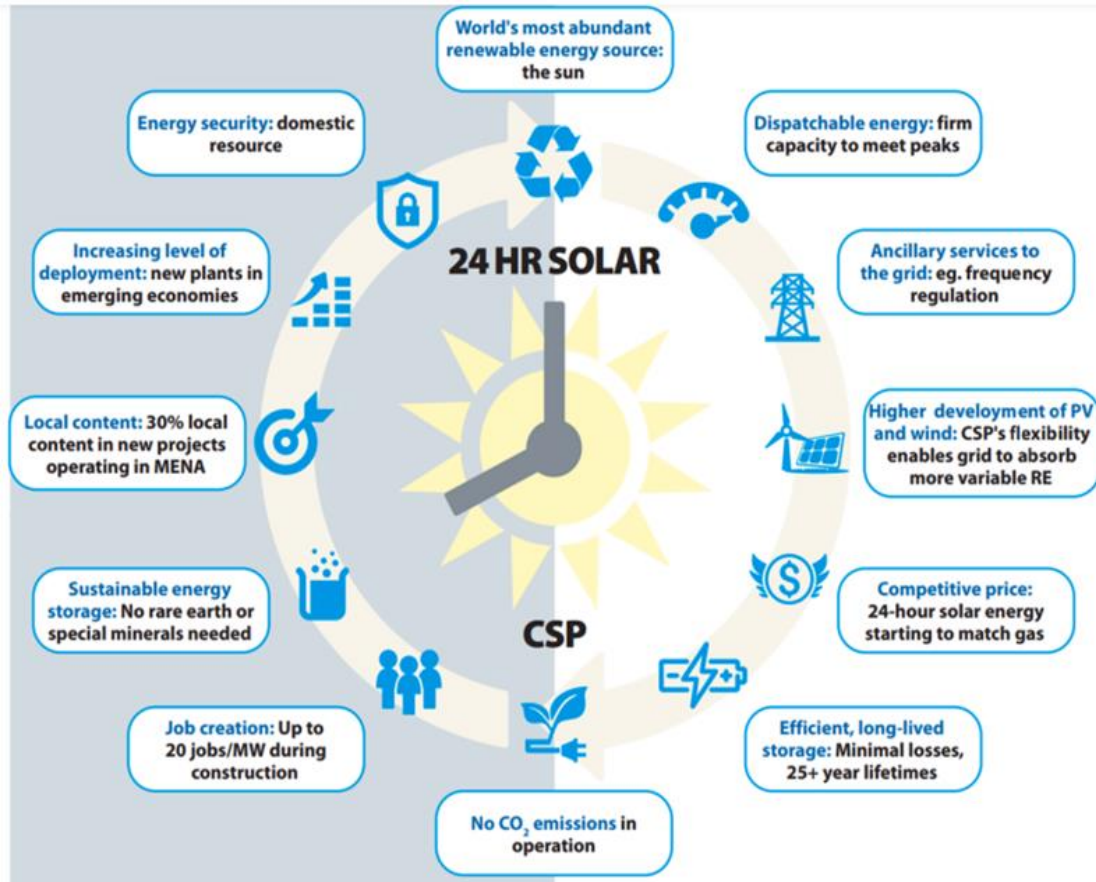
Les systèmes CSP offrent de nombreux avantages pour une économie à faible émission de carbone, notamment :

Des mises en œuvre et des opérations simples ; complète d'autres sources d'énergie ; Une source d'électricité relativement ininterrompue ; convertit l'énergie solaire en une énergie transportable et distribuable.

Certains des principaux avantages du CSP, qui, combinés au stockage d'énergie thermique, peuvent être utilisés pour produire de l'électricité 24 heures sur 24, sont répertoriés ci-dessous (les principaux avantages supplémentaires du CSP sont présentés dans la figure I.24) :

- Respectueux de l'environnement : véritable énergie propre et renouvelable, une alternative idéale aux énergies fossiles menacées d'épuisement, la solution ultime à la pénurie d'énergie à la pollution de l'air et au changement climatique (Effet de serre).
- Continuité, stabilité, dispatchabilité : compatible avec le réseau, contrairement à l'utilisation intermittente de l'énergie telle que les technologies PV et éolienne. Une source d'énergie de haute qualité offrant continuité, stabilité et répartition, capable de servir d'énergie de base, de régulateur de charge de pointe, favorisant une plus grande proportion d'énergie renouvelable dans le réseau.

- Dynamisme pour les industries connexes : Capable d'intégrer les surcapacités du ciment ! de l'acier, du verre, des produits chimiques, des machines, et de promouvoir le développement d'équipements, d'automatisation et de logiciels haut de gamme.
- Rentable : énorme potentiel de réduction des coûts grâce à l'expansion, à la maturité et aux percées technologiques de l'industrie. Le prix pourrait éventuellement être compétitif avec celui de l'énergie fossile à l'avenir.



**Figure I.24 :** Principaux avantages de la technologie CSP [48].

Les perspectives actuelles de CSP ne peuvent être correctement envisagées sans évoquer les inconvénients de cette technologie :

- Les systèmes CSP nécessitent une grande quantité de terres disponibles, par conséquent, la disponibilité de sites appropriés est un facteur majeur. De plus, l'exigence d'une grande superficie peut perturber les habitats et menacer toutes les espèces vivant dans la zone, certains animaux sont attirés par la lumière des réflecteurs et peuvent mourir à cause de

températures extrêmes s'ils s'approchent trop près [101]. Plusieurs rapports font état d'oiseaux morts en plein vol près d'une tour d'énergie solaire [102].

- La nécessité d'une consommation relativement élevée de l'eau par les fournisseurs d'énergie solaire est souvent critiquée, en particulier pour les projets CSP de la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA).
- Uniquement réalisable à grande échelle : les systèmes CSP ne sont réalisables qu'à l'échelle des services publics. Cela contraste nettement avec l'énergie solaire PV - les panneaux solaires - qui sont faciles à appliquer et rentables, même au niveau des maisons individuelles.
- À l'heure actuelle, le coût actualisé de l'électricité produite par les technologies CSP est supérieur à celui du solaire PV, de l'énergie éolienne et de la bioénergie.
- Les champs de centrales CSP sont vulnérables aux dommages et à la destruction causés par les vents violents, les tornades, les ouragans et les tempêtes de grêle et de sable qui font disparaître les miroirs.
- Les centrales CSP nécessite plus de matériaux dans la construction que la plupart des centrales électriques non renouvelables (les centrales électriques conventionnelles).
- Les centrales CSP peut également être liées à l'émission d'oxyde d'azote due à la décomposition des sels nitreux et à la production d'autres substances toxiques, telles que le biphényle.
- Le sel fondu, qui est essentiellement un mélange de nitrate de sodium et de nitrate de potassium utilisé dans les centrales CSP modernes comme moyen de stockage d'énergie libère de l'oxyde nitreux, qui est un gaz nocif, et sa libération nécessite une ventilation, sinon elle peut entraîner risques pour la santé des travailleurs.

Certains de ces inconvénients peuvent être relativement faciles à surmonter, tandis que d'autres ne devraient probablement pas affecter la probabilité des investissements futurs. Par exemple, les zones peuvent faire l'objet d'une inspection minutieuse avant le développement pour garantir l'absence d'animaux (ce qui est facile à surmonter), et le rejet d'oxyde d'azote n'est pas idéal, mais lorsqu'il est compensé par les émissions de gaz à effet de serre évitées, il est peu probable qu'il empêche les investissements. D'autres inconvénients, tels que les pénuries d'eau et la menace pour la vie des oiseaux, sont généralement abordés par les promoteurs et une solution adaptée est trouvée[48].

### **I.4.7. Répartition mondiale des centrales CSP**

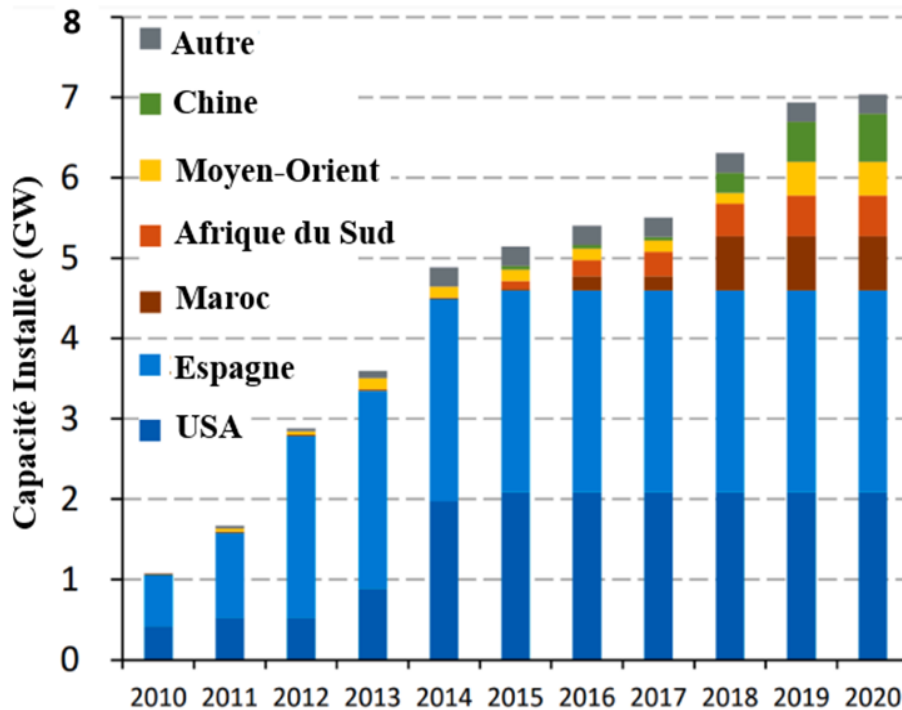
La technologie CSP a attiré l'attention mondiale en tant que solution pour répondre aux besoins énergétiques d'une population croissante, de lourds investissements ont été réalisés au niveau international pour développer ces technologies [49]. Selon les « Feuilles de route technologiques pour la concentration de l'énergie solaire », publiées par IEA en septembre 2014, dans le cadre d'un soutien politique approprié, il a été estimé que d'ici 2050, la capacité installée cumulée des installations CSP mondiales atteindra 1 089 GW. En ce sens, le rapport présenté par l'Association européenne de l'électricité solaire thermique indique que les systèmes d'énergie solaire thermique pourraient fournir jusqu'à 6 % de la demande mondiale d'électricité en 2030, et ce chiffre pourrait facilement atteindre 12 % en 2050 [48].

En juin 2021, le marché des centrales CSP avait une capacité totale de 9 162 MW dans le monde, dont 6 475 MW sont opérationnels et 2 916 MW sont en construction. Les estimations considèrent également qu'il y a d'autres 8 472 MWe en cours de développement, ce qui donne un aperçu du potentiel croissant du secteur CSP dans le développement de nouveaux projets futurs à venir. Une croissance considérable du secteur CSP a été observée au cours de la dernière décennie, la capacité mondiale étant passée de 1,2 GW en 2010 à environ 6,2 GW en 2019 [48]. (Figure I.25).

De nombreux projets CSP ont été déployés à travers le monde, il y a plus de 143 projets dans le monde, dont 114 projets sont en opération, 10 maintenant non opérationnels et 11 hors service, et 9 en construction pour commencer leurs opérations en 2022 et 2023 Ils sont résumés ici dans cette étude [63]. Au cours des dernières années, des centrales CSP a opéré dans des zones d'Afrique à fortes ressources solaires (Algérie, Égypte, Maroc, Afrique du Sud) ; Amérique (Canada, Mexique, États-Unis) ; Asie (Inde, Chine, Thaïlande) ; Australie ; Europe (Espagne, Italie, Allemagne) et Moyen-Orient (Iran, Émirats arabes unis). Mais actuellement, un grand nombre de pays profitent des avantages des technologies CSP en produisant de l'électricité à partir de dispositifs à très faibles émissions de carbone, sans carburant ou avec une consommation de carburant réduite (dans le cas du système ISCC) [56].

L'Espagne, les États-Unis et la Chine sont considérés comme les principaux pays dans la construction et l'exploitation de centrales CSP. L'Espagne possède la plus grande capacité installée, avec plus de 2,3 GW, et 51 projets ont été construits dans tout le pays, tous en exploitation. Depuis

le début du projet CSP, les États-Unis ont mis en œuvre plus de 26 projets à travers le pays, même si seulement 1,5 GW de capacité sont opérationnels [63].



**Figure I.25 :** Développement des capacités des centrales CSP de 2010 à 2020 [48].

Bien que les États-Unis et l'Espagne soient reconnus comme les leaders mondiaux en termes de développement et de capacité CSP, de nouveaux marchés se développent rapidement dans des pays comme la Chine, l'Afrique du Nord et du Sud, le Chili, l'Inde et la Chine [48]. Pendant ce temps, la Chine dispose de 596 MW de capacité installée et de nombreux projets sont encore en construction [63]. À elle seule, la Chine prévoit d'ajouter environ 2 000 MW de centrales CSP à son panier énergétique (« Project Database », 2021) [48].

La figure I.26 présente une comparaison de la capacité installée de chaque pays dans le monde, englobant toutes les centrales CSP actuellement en construction.

Les tableaux I.4, I.5, I.6 et I.7 présentent respectivement tous les projets CSP dans le monde qui sont en exploitation, en cours construction, actuellement non opérationnel et hors service. Les données présentées dans la figure sont basées sur ces données.

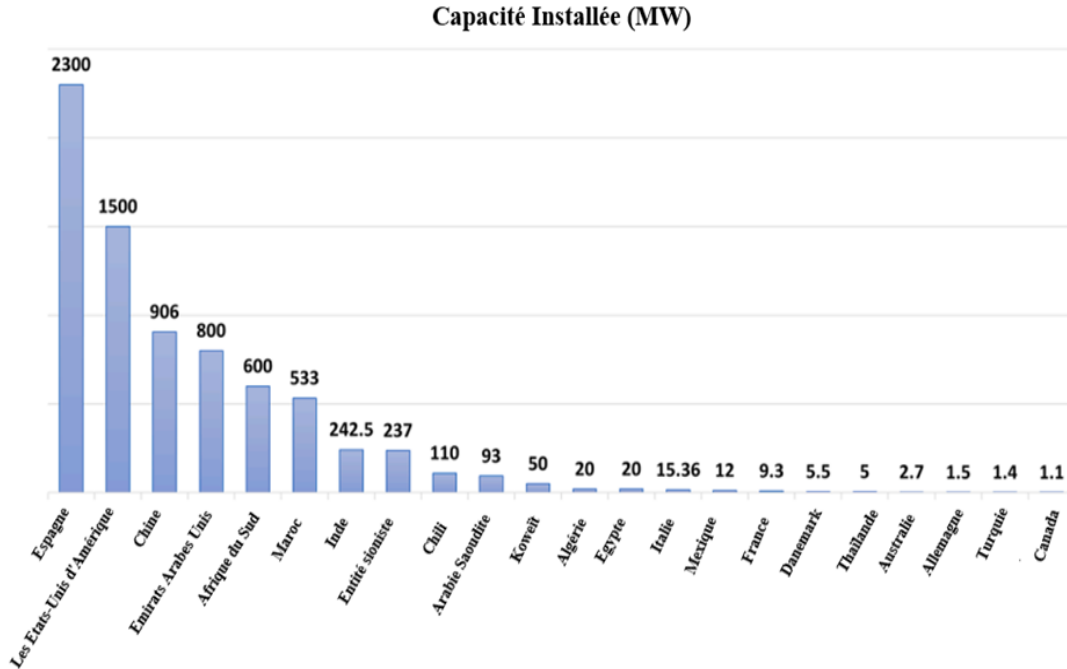


Figure I.26 : Répartition mondiale de la capacité CSP installée [63].

D'après les données de ces tableaux, la technologie la plus prédominante est la PTC, comptant 91 projets, suivie par la technologie des SPT avec 34 projets, des LFC avec 16 projets, et seulement deux projets utilisant la technologie des SPD, tous deux hors service. Environ 75 % de la capacité installée utilise la technologie PTC [63].

Tableau I.4 : Les centrales CSP actuellement en service dans le monde [63].

Nom du projet	Pays	Ressource solaire (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Capacité (MW)	Technologie	Année de début de production
ISCC Hassi R'mel	Algérie	2600	20	PTC	2011
Jemalong	Australie	-	1.1	SPT	2017
Sundrop	Australie	-	1.5	SPT	2016
City of Medicine Hat ISCC	Canada	3186	1.1	PTC	2014
Atacama I / Cerro Dominador	Chili	1290	110	SPT	2021
Badaling Dahan	Chine	1789	1	SPT	2012
CEEC Hami	/	1950	50	SPT	2019
CGN Delingha	/	2170	50	PTC	2018
CSNP Urat	/	-	100	PTC	2020
Huaqiang Tera Solar	/	1786	15	LFC	2018
Lanzhou Dacheng Dunhuang	/	1649	10	LFC	2016
Lanzhou Dacheng Dunhuang	/	1945	50	LFC	2019
LuNengHaixi	/	1883	50	SPT	2019
Power China Qinghai Gonghe	/	1777	50	SPT	2020
ShouhangDunhuangPhase I	/	1777	10	SPT	2016
Shouhang Dunhuang Phase II	/	2043	100	SPT	2018
SUPCON Delingha	/	2043	10	SPT	2013
SUPCON Delingha	/	1641	50	SPT	2018
YumenXinneng /Xinchen	/	1025	50	SPT	2021
Aalborg CSP-Brønderslev	Danemark	2154	5.5	PTC	2016
ISCC Kuraymat	Egypte	1800	20	PTC	2011

Augustin	France	1930	0.3	LFC	2012
eLLO	/	902	9	LFC	2019
Jülich	Allemagne	-	1.5	SPT	2008
ACME	Inde	1223	2.5	SPT	2011
Dadri ISCC	/	1742	14	LFC	2019
Dhursar	/	1667	125	LFC	2014
Godawari	/	1476	50	PTC	2013
Megha	/	-	50	PTC	2014
National Solar Thermal Power Facility	/	2393	1	PTC	2012
Ashalim Plot A	Israël	2393	110	PTC	2019
Ashalim Plot B	/	-	121	SPT	2019
SEDC	/	1936	6	SPT	2006
Archimede	Italie	1527	4.7	PTC	2010
ASE Demo Plant	/	-	0.4	PTC	2013
Rende	/	-	1	LFC	2014
Shagaya	Koweït	-	50	PTC	2019
Agua Prieta II	Mexique	2200	12	PTC	2017
Airlight Energy Ait-Baha Pilot Plant	Maroc	2072	3	PTC	2014
ISCC Ain Beni Mathar	/	2497	20	PTC	2011
NOOR I	/	2503	160	PTC	2015
NOOR II	/	2508	200	PTC	2018
NOOR III	/	2521	150	SPT	2018
ISCC Waad Al Shamal	Arabie Saoudite	2937	50	PTC	2018
Ilanga I	Afrique du Sud	2830	100	PTC	2018
Kathu Solar Park	/	2949	100	PTC	2019
Bokpoort	/	2963	50	PTC	2016
KaXu Solar One	/	2952	100	PTC	2015
Khi Solar One	/	2960	50	SPT	2016
Xina Solar One	/	2260	100	PTC	2018
Andasol 1	Espagne	2260	50	PTC	2008
Andasol 2	/	2260	50	PTC	2009
Andasol 3	/	2007	50	PTC	2011
Arcosol 50	/	2064	50	PTC	2011
Arenales	/	2104	50	PTC	2013
Aste 1A	/	2104	50	PTC	2012
Aste 1B	/	2055	50	PTC	2012
Astexol II	/	1878	50	PTC	2012
Borges Termosolar	/	2064	22.5	PTC	2012
Casablanca	/	-	50	PTC	2013
CRS	/	1992	5	SPT	2012
Enerstar	/	2096	50	PTC	2013
Extresol1	/	2096	50	PTC	2010
Extresol2	/	2096	50	PTC	2010
Extresol 3	/	2072	50	PTC	2012
Gemasolar	/	2064	50	SPT	2011
Guzm´an	/	2159	50	PTC	2012
Helioenergy 1	/	2068	50	PTC	2011
Helioenergy 2	/	2092	50	PTC	2012
Helios I	/	2092	50	PTC	2012
Helios II	/	2042	50	PTC	2012
Ibersol Ciudad Real	/	2062	50	PTC	2009
La Africana	/	2069	50	PTC	2012
La Dehesa	/	2086	50	PTC	2011
La Florida	/	2085	50	PTC	2010
La Risca	/	2065	50	PTC	2009
Lebrija 1	/	2086	50	PTC	2011
Majadas I	/	2107	50	PTC	2010
Manchasol 1	/	2107	50	PTC	2011
Manchasol 2	/	2068	50	PTC	2011
Moron	/	2053	50	PTC	2012
Olivenza 1	/	2074	50	PTC	2012
Orellana	/	2064	50	PTC	2012
Palma del Río I	/	2064	50	PTC	2011
Palma del Río II	/	2076	50	PTC	2010
Planta Solar 10	/	2076	11	SPT	2007
Planta Solar 20	/	1996	20	SPT	2009
Puerto Errado1	/	1996	1.4	LFC	2009
Puerto Errado 2	/	2076	30	LFC	2012
Solaben1	/	2076	50	PTC	2013
Solaben2	/	2076	50	PTC	2012

Solaben3	/	2076	50	PTC	2012
Solaben 6	/	2042	50	PTC	2013
Solacor 1	/	2042	50	PTC	2012
Solacor 2	/	2076	50	PTC	2012
Solnova 1	/	2076	50	PTC	2009
Solnova 3	/	2076	50	PTC	2009
Solnova 4	/	2007	50	PTC	2009
Termesol 50	/	2077	50	PTC	2011
Termesol 1	/	2077	50	PTC	2013
Termesol 2	/	-	50	PTC	2013
Thai Solar Energy 1	Thaïlande	-	5	PTC	2012
Greenway CSP	Turquie	2019	1.4	PTC	2012
Shams 1	Emirats Arabes Unis	2734	100	SPT	2013
Crescent Dunes	United Arab Emirates	2676	110	PTC	2015
Genesis	États-Unis	2768	250	SPT	2014
Ivanpah	/	1799	377	PTC	2014
Martin Next Generation	/	2888	75	SPT	2010
Mojave	/	-	280	PTC	2014
National Solar ThermalTest Facility	/	2625	5	PTC	1976
Nevada Solar One	/	2784	72	SPT	2007
Solana	/	2893	250	PTC	2013
Solar Electric Generating Station IX	/	-	80	PTC	1990
Stillwater GeoSolar	/	-	2	PTC	2015

**Tableau I.5 :** Les centrales CSP en cours de construction [63].

Nom du projet	Pays	Ressource solaire (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Capacité (MW)	Technologie	Année de début de production
CEIC Dunhuangv	Chine	1649	100	LFC	2023
Huidong	/	-	110	SPT	2023
JintaZhongguang	/	-	100	SPT	2023
Partanna MS-LFR	Italie	1800	200	LFC	2022
Stromboli	/	1800	4	LFC	-
ISCC Duba 1	Arabie Saoudite	2469	43	PTC	2023
Redstone	/	-	100	SPT	2023
Noor Energy 1	Emirats Arabes Unis	1967	100	SPT	2022
Noor Energy 1	/	1967	600	PTC	2022

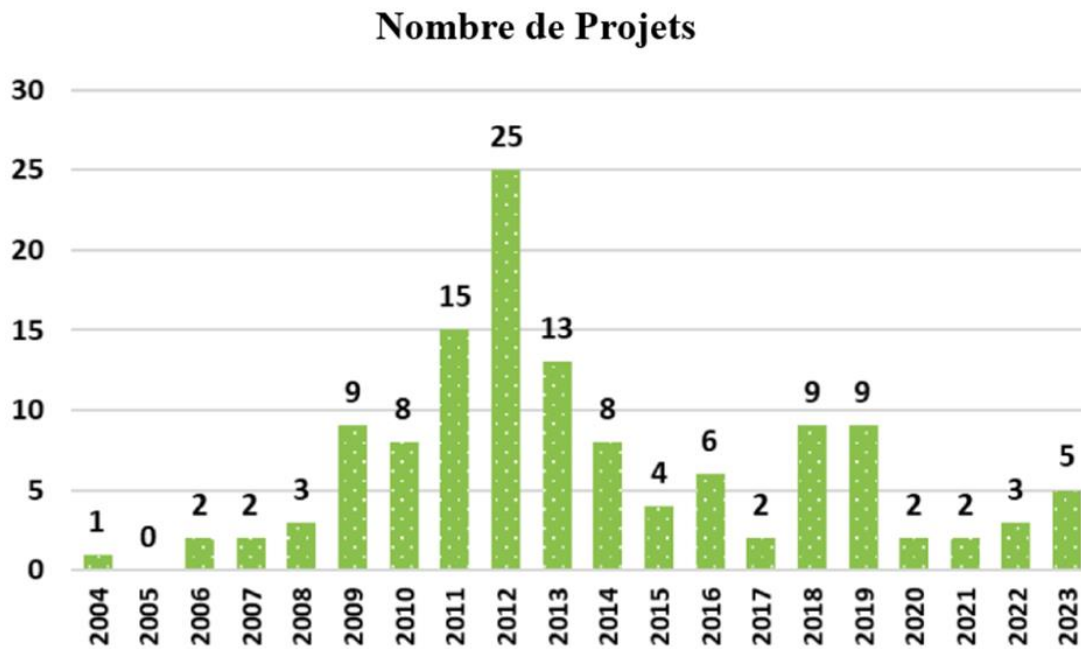
**Tableau I.6 :** Les centrales CSP actuellement non opérationnel [63].

Nom du projet	Pays	Ressource solaire (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Capacité (MW)	Technologie	Année de début de production
Lake Cargelligo	Australie	-	3	SPT	2011
Liddell	/	-	3	LFC	2012
Solar Heat and Power Liddell	/	-	1	LFC	2004
KVK Energy Solar	Inde	1940	100	PTC	2013
Holaniku	États-Unis	-	2	PTC	2009
Kimberlina	/	-	5	LFC	2008
Maricopa	/	-	1.5	PTC	2010
Saguaro	/	-	1	PTC	2006
Sierra SunTower	/	-	5	SPT	-
Tooele Army Depot	/	-	1.5	PTC	-

**Tableau I.7 :** Les Centrales CSP complètement hors service [63].

Nom du projet	Pays	Ressource solaire (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Capacité (MW)	Technologie	Année de début de production
Solar Electric Generating Station I	États-Unis	2885	13.8	PTC	1984
Solar Electric Generating Station II	/	2885	30	PTC	1985
Solar Electric Generating Station III	/	2987	30	PTC	1985
Solar Electric Generating Station IV	/	2987	30	PTC	1985
Solar Electric Generating Station IX	/	2893	80	PTC	1990
Solar Electric Generating Station V	/	2987	30	PTC	1989
Solar Electric Generating Station VI	/	2987	30	PTC	1989
Solar Electric Generating Station VII	/	2987	30	PTC	1989
Solar Electric Generating Station VIII	/	2893	80	PTC	1989
Solar One	/	2885	10	SPT	1982
Solar Two	/	2885	10	SPT	1995

La figure I.27 illustre le nombre de projets achevés chaque année depuis 2004. Il est notable qu'en 2012, plus de 25 projets CSP ont été installés. Bien que la pandémie de Covid-19 ait potentiellement eu un impact négatif sur le déploiement des centrales CSP, avec environ 7 projets réalisés sur la période de 2020 à 2022, le secteur devrait connaître une reprise, avec environ 5 projets d'une capacité combinée de plus de 1,1 GW qui devraient débiter leurs opérations dans les prochains mois [63].

**Figure I.27 :** Nombre de projets CSP installés chaque année depuis 2004 [63].

#### **I.4.8. Programme d'énergies renouvelables lié à la technologie CSP en Algérie**

L'Algérie compte fortement sur sa production d'énergie primaire, principalement le gaz naturel, pour satisfaire sa demande en électricité [103]. Au cours des dernières années, l'État algérien a entrepris d'importants efforts pour promouvoir le développement du secteur des énergies renouvelables, à travers plusieurs actions telles que la création d'un nouveau ministère appelé Ministère de l'Environnement et des Énergies renouvelables [104]. Le pays a pris l'engagement de diversifier son mix énergétique en raison de la chute des prix du pétrole et du gaz, ainsi que des préoccupations environnementales [103]. L'Algérie considère son potentiel national en énergies renouvelables, principalement l'énergie solaire, comme une opportunité majeure pour le développement économique. Ces ressources sont perçues comme des outils essentiels pour l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois [104].

En 2011, le ministère algérien de l'Énergie et des Mines a lancé un programme ambitieux dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, avec un budget total de 120 milliards de dollars américains. Ce programme est basé sur une stratégie visant à encourager le développement et l'expansion de l'utilisation de ressources renouvelables telles que l'énergie solaire, dans le but de diversifier les sources d'énergie et de préparer l'avenir énergétique de l'Algérie [94]. Dans un premier temps, le programme vise à fournir 12 GW à partir d'installations nationales d'énergies renouvelables et 10 GW à partir d'exportations d'énergies renouvelables entre 2011 et 2030. Ce programme vise à obtenir 40% du mix énergétique à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030 [103]. Ce choix stratégique découle de l'immense potentiel de l'énergie solaire, qui constitue le pilier central du programme comprenant également les systèmes PV comme élément essentiel. D'ici 2030, l'énergie solaire devrait contribuer à plus de 37% de la production électrique nationale. Bien que son potentiel soit relativement modeste, l'énergie éolienne n'est pas exclue du programme, car elle représente le deuxième axe de développement, avec une part prévue dans la production électrique d'environ 3% d'ici 2030. L'Algérie vise à jouer un rôle prépondérant dans la production d'électricité à partir de CSP, qui seront des moteurs pour le développement économique durable afin de promouvoir un nouveau modèle de croissance [94].

Le programme des énergies renouvelables pour le développement des technologies de concentration solaire thermique est structuré autour de trois étapes :

- Pendant 2011-2013 : 300 MW de CSP.

- De 2016 à 2020 : 1200 MW de CSP seront installés.
- De 2021 à 2030 : une capacité d'environ 600 MW par an sera installée.
- En plus de la technologie hybride solaire-gaz d'une capacité totale de 175 MW d'ici 2014.

Cet aspect du programme des énergies renouvelables s'inscrit dans la stratégie de développement de l'Algérie visant à créer une véritable industrie solaire, en parallèle avec un programme de formation et de capitalisation. Cela permettra à terme de faire appel à l'expertise locale et de développer un savoir-faire efficace, notamment dans les domaines de l'ingénierie et de la gestion de projet. Parmi les résultats escomptés de ce programme proposé, figure la capacité de réduire plus de 193 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> d'ici 2030 [104]. L'objectif du programme d'énergies renouvelables du CSP est de répondre aux besoins croissants en électricité du pays et de contribuer à la création de plusieurs milliers d'opportunités d'emplois directs et indirects.

#### **I.4.8.1. Développement de projets de centrales CSP avec la technologie PTC en Algérie**

L'Algérie envisage des opportunités idéales pour combiner sa source d'énergie fossile la plus riche d'Algérie, le gaz naturel, avec sa source d'énergie renouvelable la plus abondante, le soleil, en intégrant la concentration de l'énergie solaire dans les cycles combinés au gaz naturel. Le décret 04-92, paru au Journal officiel de l'Algérie en mars 2004, encourage les systèmes d'énergies renouvelables, notamment les CSP pour les cycles hybrides solaire-gaz à vapeur, ainsi que les systèmes ISCC.

Ce décret établit une prime pour la production totale d'électricité des systèmes ISCC, en fonction de la part solaire, allant d'une prime de 100 % pour une part solaire de 5 à 20 % à une prime de 200 % pour une part solaire dépassant 25 %. Conformément au plan actuel d'expansion électrique du ministère de l'Énergie et des Mines, les objectifs de capacité pour la mise en œuvre de projets CSP en Algérie sont de 500 MW de nouvelles centrales ISCC jusqu'en 2020. Dans un premier temps, un système ISCC d'une capacité de 150 MW est actuellement en service, dont 25 MW sont consacrés à l'énergie solaire [94].

##### **I.4.8.1.1. Première centrale solaire intégrée à cycle combiné (ISCC) de Hassi R'mel**

Les systèmes d'énergie solaires hybride sont des systèmes d'alimentation hybride qui combinent l'énergie solaire à partir d'un système solaire avec un autre type de source d'énergie de production d'énergie. L'un de ces systèmes hybrides est le système ISCC dans lequel un champ

solaire thermique est intégré à une centrale de cycle combinée [105]. La centrale hybride solaire-gaz de 150 MW de Hassi R'mel en Algérie (SPP1) est la première installation ISCC au monde situé dans le plus grand champ de gaz naturel d'Algérie (Hassi R'mel) dans le Wilaya de Laghouat (la Figure suivante).

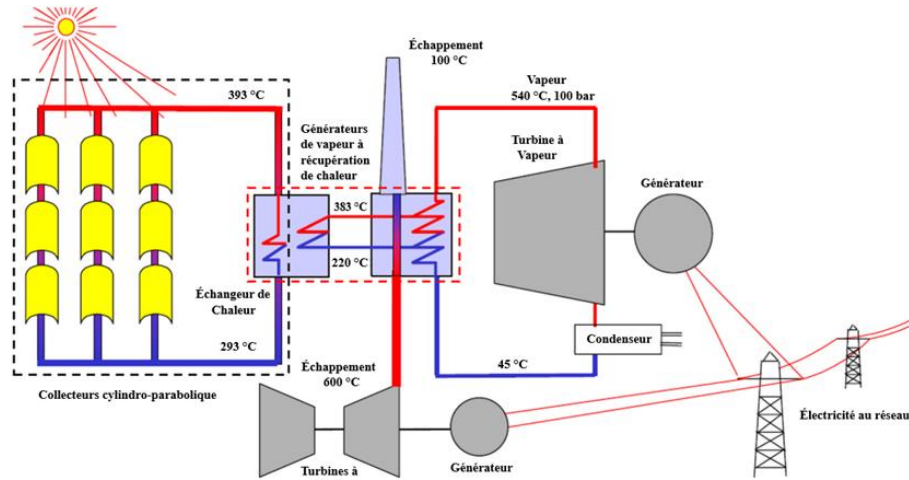


**Figure I.28 :** Zone Hassi R'mel [94].

Ce projet a été porté par la première centrale solaire (SPP1) en mode contrat de construction-propriété-exploitation sur une période de 25 ans pour Sonatrach. Le SPP1 est une joint-venture entre la société responsable pour l'implantation (Abener) et la société des nouvelles énergies en Algérie (NEAL). Le projet a été développé par NEAL, une joint-venture entre Sonatrach, Sonelgaz et SIM. La construction de la centrale a débuté le 7 novembre 2007 et s'est terminée en novembre 2010. La centrale a été mise en service en juin 2011 et inaugurée le 14 juillet 2011 [106]. Sonatrach achètera toute l'énergie produite, qui devrait atteindre 1 250 Gwh par an au prix de 0.04 \$ / kWh [105].

Comme le montre la figure I.29, la centrale se compose de deux turbines à gaz d'une capacité de 40 MW, d'une turbine à vapeur d'une capacité de 80 MW et de deux champs solaires utilisant la technologie PTC avec une capacité de génération de 25 MW [94]. Et deux générations

de vapeur de récupération de chaleur avec un simple niveau de pression et d'un générateur de vapeur solaire ajouté au système de refroidissement de l'air. L'apport d'énergie solaire thermique permet d'augmenter le débit massique de vapeur du cycle de Rankine [107].



**Figure I.29** : Schéma de la centrale hybride SPP1 à Hassi R'mel [108].

Lorsque le rayonnement solaire est disponible, elle fonctionne comme une centrale électrique à cycle combiné basées sur des PTC, tandis qu'elle fonctionne comme une centrale électrique à cycle combiné conventionnelle pendant la nuit ou les jours nuageux lorsque le rayonnement solaire est insuffisant et que deux brûleurs à conduit ou des tirs supplémentaires sont utilisés. Le Générateur de vapeur solaire fonctionne comme une chaudière en parallèle aux Génération de vapeur avec récupération de chaleur pour augmenter la quantité de vapeur générée pendant les périodes ensoleillées, ainsi seule une section évaporateur est utilisée pour éviter d'utiliser des échangeurs de préchauffage et de surchauffe.

La centrale SPP1 exploitera la chaleur produite dans la même turbine à gaz utilisée pour la production d'électricité, récupérant ainsi la chaleur perdue de la TAG. Cette configuration présente une double efficacité, car elle réduit non seulement les coûts d'investissement, mais aussi les émissions de CO<sub>2</sub> associées à une installation conventionnelle.

Principales caractéristiques de cette centrale solaire hybride :

#### a. L'emplacement choisi

Le site de Hassi R'mel (wilaya de Laghouat) a été choisi pour l'installation de cette centrale sur la base des critères suivants :

- Disponibilité d'une ressource solaire élevée, puisque le DNI moyen annuel atteint 7,138 kWh/m<sup>2</sup>/jour.
- Disponibilité de l'eau.
- Disponibilité du gaz naturel, car ce site contient le plus grand gisement de gaz naturel d'Algérie.
- La planéité de la Terre.
- Accès facile au réseau électrique haute tension.

#### **b. Description technique du projet**

- Type de technologie : Système ISCC.
- Construction et gestion de la centrale électrique sur la base du constructeur exploitant propriétaire.
- Capacité : Centrale CSP basée sur la technologie PTC d'une capacité de 25 MW, 150 MW au total.
- Superficie totale : 152 hectares.

#### **c. Utilisations de la centrale électrique**

- Approvisionnement en gaz : approvisionnement en gaz suffisant pour le projet à partir du plus grand champ gazier d'Algérie.
- Energie : accès au réseau électrique national et présence d'une centrale électrique.

#### **I.4.8.1.2. Futurs projets de centrales CSP avec la technologie PTC en Algérie**

Trois autres unités de centrales électriques hybrides doivent être achevées, avec une capacité de 70 MW de centrales CSP avec la technologie PTC pour chacune d'entre elles ; chacune sera une extension de Hassi R'mel et fera partie du plan du gouvernement visant à développer la production et les exportations d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Algérie [94].

Le tableau I.8 récapitule les projets de nouvelles centrales avec la technologie PTC proposés dans le cadre du plan d'investissement algérien pour le programme de mise à l'échelle du CSP au Moyen-Orient et en Afrique du Nord, avec une capacité CSP accumulée prévue de 210 MW.

**Tableau I.8 :** Trois nouveaux projets CSP sont à différents stades d'étude [94].

Centrale hybride solaire-gaz	Emplacement	Capacité CSP installée (MW)	Année de construction
SPP II	M'Ghair	70	2014
SPP III	Naama	70	2016
SPP IV	Hassi R'mel	70	2018

Pour le premier projet, situé à M'Ghair, dans le sud-est de l'Algérie, deux options sont envisagées. Les deux comprendraient un champ solaire de 270 à 280 ha utilisant un PTC :

- Option 1 : Production d'électricité uniquement, avec une capacité totale de 400 MW, dont 70 MW sont générés à partir d'une centrale solaire avec la technologie PTC.
- Option 2 : dessalement/production d'électricité intégré, capacité totale 480 MW, dont 80 MW via une centrale solaire thermique qui traitera les eaux saumâtres locales

## PARTIE C

### I.5. Travaux de recherche concernant les centrales CSP avec la technologie PTC en Algérie

#### I.5.1. But de l'aperçu

L'utilisation de centrales solaire thermique à collecteur cylindro-parabolique pour la production d'électricité apparaît comme l'une des options les plus viables pour remplacer les centrales électriques fonctionnant aux combustibles fossiles à travers le monde. En effet, les travaux de recherche et développement sur ses sous-systèmes de base connaissent une croissance rapide depuis les années 1980. Cette section donne un aperçu général de toutes les études théoriques et expérimentales réalisées sur les centrales solaires à technologie PTC en Algérie. La première partie se concentre sur les études de simulation disponibles dans la littérature, et la deuxième partie met en évidence les études expérimentales. L'application de l'étude de simulation fournit des informations détaillées sur les performances et les aspects géométriques du PTC.

##### I.5.1.1. Études de simulation

###### a. collecteur cylindro-parabolique

Ghodbane et al. Ont réalisé la modélisation optique et le comportement thermique du PTC dans le Sahara algérien. D'après les résultats, les efficacités thermiques ont augmenté de 80% à

82% et la température de sortie du fluide a dépassé 515 K [109]. Un an plus tard, les mêmes auteurs, ont mené une étude optique approfondie sur le même type de collecteur afin de déterminer les dimensions du PTC, le rapport de concentration et le flux solaire incident. Les résultats ont montré que l'efficacité optique du collecteur dépassait 61 % avec un diamètre externe du tube récepteur de 0,07 m, une distance focale de 3,76 m, un angle de jante de 90° et un rapport de concentration de 68,39 [110]. Plus tard, les mêmes auteurs, ont mené une étude optique détaillée d'une centrale solaire à technologie PTC, où dans cette étude toutes les équations qui contrôlent le comportement optique de ce type de collecteur solaire ont été présentées [111].

Debbache et al. a réalisé une étude d'investigation pour connaître l'effet de certains paramètres de conception du PTC (largeur d'ouverture et distance focale) sur l'énergie produite pour la centrale CSP proposée dans la ville de Touggourt. Les résultats de l'étude montrent que la production d'électricité augmente avec l'augmentation de la largeur d'ouverture avec la plus petite distance focale. De plus, il a été constaté que la meilleure conception pour ce collecteur s'est avérée être une largeur d'ouverture de 5 m et une distance focale de 0,5 m, ce qui conduit à une production annuelle de 30 MWh [112]. Au cours de la même année, Mansour et al. ont étudié les performances optiques et thermodynamiques d'un PTC longue dans différentes conditions climatiques et différentes conditions de travail. Les résultats ont montré que les performances du capteur sont très sensibles au faisceau de rayonnement solaire et à l'angle d'incidence, en plus de la largeur d'ouverture du capteur, de la température d'entrée du fluide caloporteur et du débit massique [113]. Un modèle amélioré pour prédire les performances du PTC a été développé par Agagna et al. Les résultats ont montré le potentiel du modèle proposé. Par conséquent, ce modèle proposé peut constituer un outil précis pour prédire les performances de ce collecteur sous divers climats [114].

Yahi et al. ont proposé un modèle détaillé de graphe de liaison pour le PTC. Le modèle développé prend en compte tous les phénomènes de fluide thermique pertinents impliqués dans l'étude de ces collecteurs. Les résultats montrent que les effets dynamiques introduits par l'accumulation de fluide dans le volume de contrôle et la réduction de l'énergie totale en énergie interne sont très négligeables [115]. Alors que Djermane et al. ont réalisé une étude numérique du transfert de chaleur par convection dans un concentrateur parabolique et un collecteur cylindro-parabolique afin de choisir le meilleur pour l'application de refroidissement d'un module PV. Les résultats de l'étude montrent que le concentrateur parabolique est la meilleure pour l'application de refroidissement de ce module [116]. Plus tard, Benhabib et al. ont mené une étude simulant

différents modes de transfert de chaleur sur un PTC dans les conditions de la région de Tlemcen pour une journée ensoleillée. Les résultats de l'étude montrent que le débit massique du HTF est un paramètre important intervenant dans la variation de la température de sortie, et l'énergie absorbée est de 75% par rapport à l'intensité solaire reçue sur le réflecteur [117].

### **b. Le récepteur**

Le récepteur convertit le rayonnement réfléchi vers lui en chaleur utile et la transporte vers le tube. Le matériau récepteur doit avoir de faibles pertes de chaleur et un pouvoir d'absorption élevé. Le principal problème du matériau du récepteur est son expansion due aux changements de température entre les conditions de non-fonctionnement et de fonctionnement. Un revêtement et une isolation thermique sont appliqués pour minimiser les pertes thermiques et optiques à la surface de l'absorbeur. De nombreux chercheurs travaillent sur un tube récepteur pour étudier ses effets lorsqu'il est confronté à une température maximale dans un système PTC.

Douani et al. Ont analysé la faisabilité énergétique des PTC intégrés dans les tours solaires de la région d'Adrar. Ils ont conclu que la longueur de l'absorbeur solaire et l'intensité de l'ensoleillement contribuent à l'augmentation des températures pour toutes les sections de l'absorbeur [118]. Boukhalfa et al. Ont effectué une analyse optique d'un récepteur à vide avec une plaque d'absorption dans un collecteur cylindro-parabolique. Les résultats ont montré que les performances optiques du récepteur dépendent des propriétés optiques des matériaux et de l'orientation du collecteur [119]. Alors que Tahtah et al. Ont mené une étude numérique à l'aide du logiciel FLUENT pour étudier le comportement thermique d'un récepteur solaire dans un PTC avec différentes concentrations. Les résultats obtenus montrent que le facteur de concentration égal à 70 donne le meilleur échange thermique entre la paroi du récepteur et le HTF en bas du récepteur, tandis qu'un facteur de concentration égal à 17 donne le meilleur échange thermique en haut du récepteur [120].

Mohammed Reda et al. Ont étudié et amélioré la distribution du flux thermique sur la surface extérieure du tube absorbeur afin de réduire le gradient thermique du tube en éloignant le tube absorbeur de la ligne focale vers la parabole et en ajoutant un réflecteur secondaire. Les résultats numériques du collecteur amélioré montrent que le gradient de flux thermique peut être amélioré et réduit de 70,37 % et que le gradient de température peut être réduit de 159,39 K à 24,16 K en ajoutant le réflecteur secondaire [121].

De plus, Ghodbane et al. A étudié l'efficacité du même collecteur solaire dans les conditions climatiques de la région de Guemar, province d'El Oued, Algérie. L'étude s'appuie sur la solution numérique des équations de bilan énergétique liées entre les tubes absorbeurs, le HTF et les tubes de verre. Selon les résultats, Les rendements thermiques du collecteur sont très acceptables, ils ont dépassé 82 %. Les résultats sont très encourageants pour l'utilisation de l'énergie solaire dans la zone d'étude [122]. Et dans une autre étude, les mêmes auteurs. ont présenté les équations de comportement thermique pour la même centrale CSP avec l'élaboration de la distribution du flux de chaleur sur une paroi de tube récepteur, où différentes études numériques de l'écoulement et du transfert de chaleur du tube récepteur ont été réalisés dans la région d'El-Oued, en Algérie, car l'objectif principal de ces travaux scientifiques est d'approfondir la compréhension des paramètres qui affectent directement l'efficacité optique et thermique des PTC, notamment dans les domaines de l'énergie solaire qui contiennent des rangées parallèles de PTC [123].

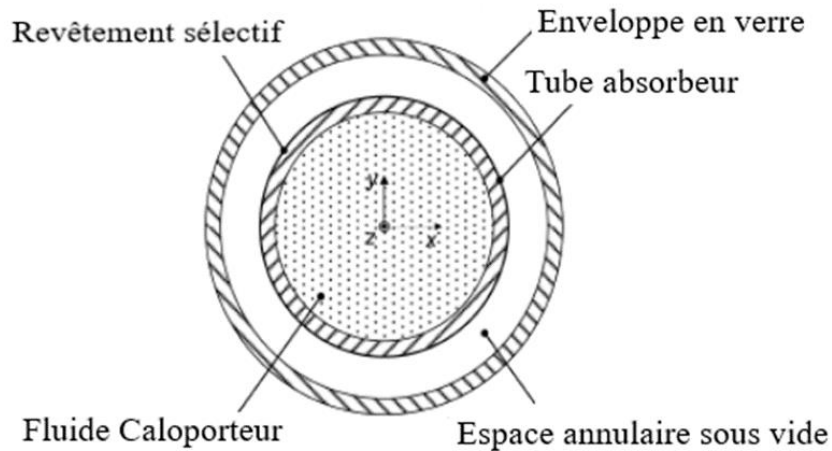
### **c. Inserts (ou ailettes) à l'intérieure de récepteur dans le PTC**

De nombreuses recherches sur l'amélioration du transfert de chaleur, le facteur de frottement et la perte de charge incorporant des inserts passifs et/ou modifiant le profil des récepteurs ont été menées et les résultats se sont révélés encourageants. Des recherches similaires ont été réalisées dans un récepteur pour un PTC avec différentes configurations d'inserts et de profils de récepteur. Ci-dessous, les travaux réalisés pour améliorer le transfert de chaleur en plaçant des inserts à l'intérieur du tube récepteur sont présentés.

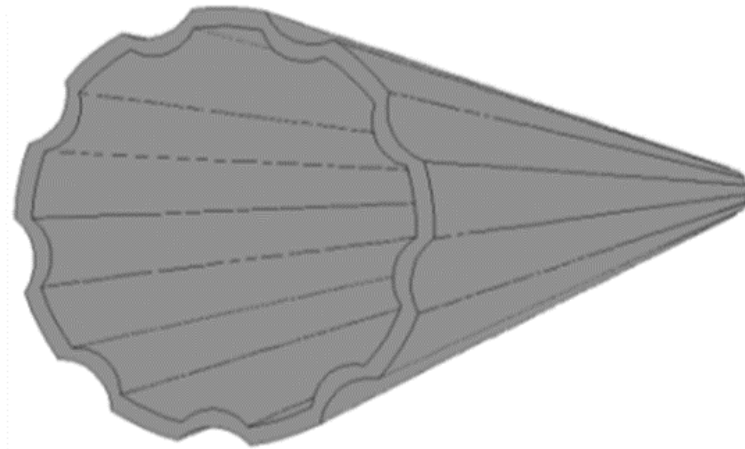
Benabderrahmane et al. A mené une étude pour améliorer le transfert de chaleur dans un récepteur solaire d'un PTC utilisant des ailettes longitudinales et des nanofluides. Une amélioration significative du transfert de chaleur est obtenue lorsque le nombre de Reynolds varie dans la plage  $2,57 \times 10^4 \leq Re \leq 2,57 \times 10^5$ , et les nanoparticules métalliques améliorent considérablement le transfert de chaleur par rapport aux autres types. La combinaison des deux mécanismes (ailettes et nanofluides) permet un meilleur transfert de chaleur et des performances thermo-hydrauliques plus élevées [124]. Un an plus tard, les mêmes auteurs, ont effectué une simulation numérique tridimensionnelle visant à améliorer le transfert de chaleur dans le même type de collecteur solaire chauffée de manière non uniforme sous écoulement turbulent en utilisant une technique passive. Les résultats montrent que l'inclusion d'inserts offre de bonnes performances en matière de transfert de chaleur, que le gradient de température du récepteur diminue également avec l'utilisation de

modifications géométriques et que la géométrie de l'absorbeur a un effet remarquable sur la distribution de vitesse du HTF [125].

Un diagramme schématique détaillé du récepteur est présenté sur la figure I.30, où le matériau utilisé pour le couvercle en verre et le tube absorbeur est respectivement du verre borosilicaté et de l'acier, l'espace annulaire entre les deux tubes est considéré comme du vide à très basse pression et température ambiante. La figure I.31 montre également l'inclusion d'inserts dans le tube d'absorption.



**Figure I.30 :** Schéma de coupe transversale du récepteur [125].



**Figure I.31 :** Schéma du tube absorbeur proposé [125].

Adel et al. Ont étudié l'amélioration des performances thermiques d'un PTC grâce à l'insertion d'ailettes longitudinales dans la moitié inférieure du tube récepteur. Les résultats montrent que l'inclusion d'ailettes dans la moitié inférieure du tube absorbeur peut améliorer le

transfert thermique entre le tube absorbeur et le fluide de travail, en plus d'améliorer les performances thermiques de ce collecteur de 8,45 % [126].

#### **d. Le fluide caloporteur (HTF)**

Le fluide caloporteur est utilisé pour transférer la chaleur reçue par un récepteur. Le HTF peut améliorer l'efficacité du collecteur cylindro-parabolique. L'eau et l'huile synthétique sont des HTF couramment utilisés. Aujourd'hui, les chercheurs travaillent sur différents HTF, tels que des particules de nanofluide et du sel fondu, pour améliorer l'efficacité de ces collecteurs.

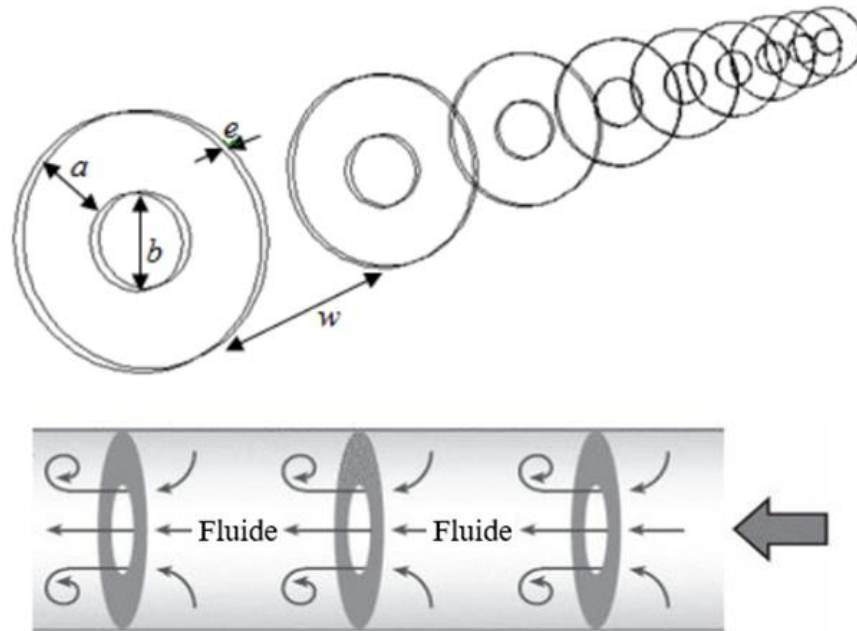
Ouagued et al. ont estimé la température, le gain et la perte de chaleur d'un PTC sous climat algérien à l'aide de différentes huiles thermiques. La simulation du gain thermique moyen mensuel annuel par huile thermique et dans les six localités sélectionnées a montré que chaque type de HTF est avantageux dans un site par rapport à un autre. En outre, le coût et la disponibilité peuvent dicter le fluide à utiliser [20].

Marif et al. ont réalisé des simulations numériques des performances du même PTC dans la région saharienne algérienne. Selon les résultats de la simulation, ils ont constaté que l'efficacité thermique était d'environ 69,73 à 72,24 %, ce qui diminue avec les températures élevées d'huile synthétique et augmente de 2 % lorsque la température de l'eau est plus basse [127].

Benabderrahmane et al. ont mené une étude numérique tridimensionnelle utilisant la Dynamique des fluides computationnelle pour examiner l'effet de la présence de chicane, et de nanofluides à l'intérieur d'un tube récepteur dans un même PTC. Les résultats ont montré que l'utilisation de la nanofluide comme HTF dans l'absorbeur interne avec des chicanes a permis d'obtenir des performances thermiques plus élevées. L'inclusion de nanoparticules de fullerènes a produit une augmentation intéressante du transfert de chaleur par rapport à celui du liquide de base. De plus, le nombre de Nusselt augmente avec l'augmentation de l'épaisseur des chicanes et la diminution de la distance entre les chicanes [128]. La figure I.32 montre la configuration du modèle utilisée dans cette étude.

Les mêmes auteurs. ont mené une étude numérique tridimensionnelle de la convection forcée turbulente du nanofluide alumine/dowtherm-A à l'intérieur d'un récepteur solaire équipé de deux ailettes longitudinales pour améliorer le transfert de chaleur. Les résultats de l'étude ont montré que l'utilisation d'une technologie de renforcement composite basée sur l'utilisation d'une technique d'amélioration du composé basée sur l'utilisation de nanofluide et les deux ailettes

longitudinales du côté tube du PTC offrent un meilleur transfert de chaleur. Ils ont constaté que les nanoparticules plus petites augmentaient mieux le transfert de chaleur par convection [129].



**Figure I.32 :** Configuration du modèle de tube récepteur avec paramètres géométriques [128].

Said et al. A réalisé une analyse énergétique, exergetique, économique et environnementale (4E) d'un PTC à base de nanofluides dans la région de l'Oued algérien. Des nanoparticules de MXène ( $Ti_3C_2$ ) ont été ajoutées à l'huile de silicium à des concentrations pondérales de 0,05, 0,08 et 0,1 %. Le résultat a été une amélioration importante de la conductivité thermique du nanofluide, de l'ordre de 70 à 89 % pour la concentration la plus élevée. L'efficacité thermique et exergetiques a été enregistrée à 74,71% et 22,44% à une concentration de 0,10% en poids. Ils ont constaté que l'huile de silicone pourrait réduire le coût du système de 0,021 million dollar et améliore l'énergie gagnée de 1,51 % à une concentration de 0,10 % en poids par rapport à l'huile pure. En outre, l'atténuation annuelle du  $CO_2$  du côté énergétique varie de 2,25 à 2,30 tonnes de  $CO_2$ /an [130].

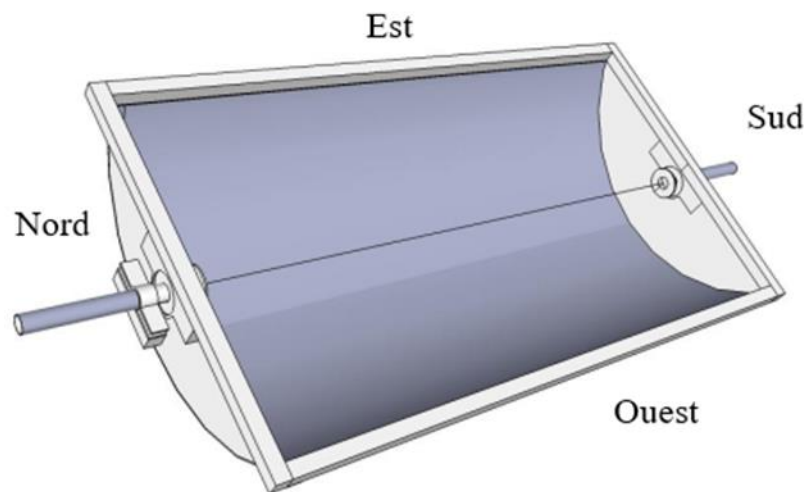
Guerraiche et al. Ont mené une étude pour améliorer le transfert thermique dans le tube récepteur d'un même PTC à l'aide de divers matériaux et nanofluides. Les résultats ont confirmé que les gradients thermiques et les contraintes thermiques de l'acier inoxydable sont bien supérieurs à ceux trouvés dans l'aluminium et le cuivre. Du point de vue des contraintes thermiques, le cuivre est recommandé comme matériau de réception du tube. L'étude a conclu que

l'efficacité thermique augmente de 3 % à 14 % pour des fractions volumiques de nanoparticules allant de 2 % à 6 % [131].

Boukelia et al. ont simulé les performances d'un PTC en utilisant deux HTF différents ; Huile thermique et le sel fondu. L'étude suggère d'utiliser de l'huile thermique comme HTF dans le récepteur solaire au lieu du sel fondu en raison de la grande efficacité du collecteur basé sur le premier fluide par rapport au second [132]. Plus tard, les mêmes auteurs ont sélectionné des fluides organiques du cycle Rankine pour une centrale géothermique à double fond intégrée à une centrale CSP. Les résultats ont montré que les fluides organiques ayant un comportement humide étaient plus performants que ceux ayant un comportement sec. À cet égard, l'ammoniac, le R32, le R290 et le R143a sont plus efficaces que les autres, produisant respectivement des productions annuelles nettes de 22,20, 20,02, 19,25 et 18,67 GW [133].

#### e. Le système de poursuite solaire

Le collecteur cylindro-parabolique est un dispositif de concentration de ligne, il nécessite donc un système de suivi à un axe minimum. L'alignement est-ouest est généralement appliqué uniquement à des fins d'expérimentation, tandis que l'alignement nord-sud avec un suivi est-ouest est préféré pour un usage général. La figure I.33 montre les schémas du suivi est-ouest avec un alignement nord-sud.



**Figure I.33 :** Schémas de suivi Est-Ouest avec alignement Nord-Sud [134].

Gama et al. ont conçu et mis en œuvre un nouveau système de suivi solaire à axe unique contenant un absorbeur mobile pouvant être ajusté un PTC. Ils ont testé ce nouveau système dans

la région de Ghardaïa. Les résultats ont montré que la performance d'un système de suivi solaire à un seul axe et celle d'un système de suivi solaire à deux axes. Des rendements proches de 50% ont été obtenus [135]. Le prototype avec le nouveau système de suivi est présenté à la figure I.34.



**Figure I.34** : le prototype réalisé de PTC avec le nouveau système de suivi du soleil [135].

Les mêmes auteurs. Ont présenté une étude qui confirme la faisabilité d'un nouveau système de suivi solaire à un axe avec déplacement du réflecteur afin de minimiser les pertes optiques dans les petits concentrateurs cylindro-paraboliques. Pour prouver cette idée, ils ont simulé deux systèmes : le premier avec un réflecteur déplacé et le second avec un système de suivi solaire ordinaire. Les résultats ont été très intéressants : l'efficacité a considérablement augmenté avec une solution mécanique simple et quelques modifications dans la stratégie de suivi du soleil [136].

#### **f. Techniques d'amélioration des systèmes CSP**

Il est possible d'améliorer le potentiel des centrales CSP en intégrant deux technologies visant à améliorer leur compétitivité par rapport aux systèmes conventionnels : Ces centrales peuvent être équipées de systèmes de stockage d'énergie thermique qui stockent l'énergie thermique excédentaire collectée dans le champ solaire et l'utilisent en cas de besoin. Les centrales CSP peuvent également être utilisées en mode hybride en ajoutant un petit champ solaire à une centrale électrique alimentée à des combustibles fossiles. Ces systèmes sont appelés centrales solaires intégrées à cycle combiné. La part de l'énergie solaire étant limitée, cette hybridation ne fait que limiter la consommation de carburant. Ces deux technologies offrent la possibilité d'une production d'énergie continue tout au long de l'année, assurant ainsi un approvisionnement énergétique stable en réponse aux demandes du réseau électrique.

## **Le système de stockage thermique**

Le dispositif de stockage est un système optionnel dans les centrales CSP à technologie PTC. Cela dépend de l'application du PTC. Le facteur le plus déterminant est la capacité élevée de TES du système. Les défis sont la taille, la stabilité chimique du matériau de stockage, l'intégration et le coût.

Brand et al, ont abordé l'intérêt de la dispatchabilité des centrales CSP à technologie PTC dans les systèmes électriques du Maroc et de l'Algérie, où prédominent les centrales électriques flexibles alimentées au gaz. Les résultats de l'étude montrent que dans les deux pays d'Afrique du Nord, les installations CSP basées sur le stockage offrent des avantages économiques significatifs par rapport aux configurations CSP sans stockage et peu distribuables [137]. Dans l'étude menée par Merad et al., le stockage d'hydrogène solide a été utilisé comme système TES pour améliorer la capacité des centrales thermiques basées sur le même PTC. Dans ce contexte, ils ont proposé un nouveau modèle de contrôle pour cette centrale. Les résultats ont conclu que la comparaison entre le stockage d'énergie thermique à base d'hydrogène et le stockage conventionnel montre que les pertes d'énergie liées à l'utilisation de l'hydrogène sont réduites [138].

## **Les centrales solaires intégrées à cycle combiné (ISCC)**

Le système ISCC est l'une des configurations hybrides les plus prometteuses pour convertir l'énergie solaire en électricité et pourrait devenir la technologie de choix dans un avenir proche. Au cours de la dernière décennie, les activités de recherche, de développement et l'implantation de ce type de centrales électriques ont été soutenues par des subventions accordées par le fonds pour l'environnement mondial à certains pays en développement. Pour cette raison, diverses études de faisabilité et évaluations de coûts ont été réalisées ainsi que des prévisions de performances thermiques qui étudient les systèmes ISCC en exploitation, en cours ou en phase de planification dans le monde entier, notamment en Algérie, en Égypte, au Maroc, Mexique, États-Unis, Iran, Chine et Italie. Des études récentes ont déjà indiqué qu'environ la moitié du potentiel de réduction des coûts des technologies CSP peut être attribuée aux activités de recherche et de développement. Dans cette partie, nous avons examiné les résultats les plus significatifs des activités antérieures de recherche et développement sur le système ISCC en Algérie. La méthodologie présentée peut être très utile pour déterminer les futures priorités de recherche et de développement.

Pour étudier les performances du système ISCC actuellement en opération dans la région de Hassi R'mel, Behar et al. A introduit une centrale électrique combinée à pression unique et a utilisé un processus de transformation de l'énergie solaire en électricité. Les résultats de l'étude statistique ont montré que la centrale a généré 134 MW. Il fonctionnait avec un rendement de 57,5 % la nuit et la production nette d'électricité solaire était impressionnante pendant la journée [139]. Mohammedi et al. Ont réalisé une simulation des performances et analyse énergétique d'une centrale hybride solaire/gaz à technologie de PTC à Hassi R'mel, Algérie. Les calculs de performances du système ISCC ont conduit à un rendement du champ solaire de 59% tandis que le rendement de la centrale sans champ solaire est de 51% [140].

Achour et al. A examiné les performances d'une centrale électrique basée sur la technologie ISCC dans le sud de l'Algérie en développant un modèle thermodynamique pour évaluer à la fois les performances globales de la centrale hybride et l'intensité du rayonnement solaire. Les résultats ont montré que l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en électricité pendant les heures ensoleillées atteint 14,4 %. De plus, le débit du HTF et l'angle d'incidence solaire sur la surface du PTC font partie des facteurs qui affectent la quantité d'électricité produite [141].

Ikhlef et al. Ont réalisé une analyse technico-économique à l'aide du logiciel SAM (System Advisor Model) sur la centrale solaire existante de Hassi R'mel. La configuration actuelle de la centrale comprend un champ solaire avec la technologie PTC de 25 MW connecté à des TAG à cycle de 130 MW. L'étude a adopté une approche d'optimisation multi-objectifs pour identifier les conditions et paramètres souhaitables ainsi que la configuration de conception optimale adoptable pour la production d'énergie maximale de la centrale électrique dans le futur. Les résultats de l'étude affirment le rôle que les centrales CSP pourraient jouer dans l'électrification des pays situés dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, en particulier l'Algérie dans ce cas, qui dispose d'un potentiel abondant en ressources énergétiques solaires [108].

#### **g. Etude techno-économique**

Zaaraoui et al. A évalué les performances techniques et économiques d'une centrale à technologie PTC sous le climat algérien. Pour cela, un modèle de performance détaillé de la centrale de 30 MW a été créé dans l'environnement de simulation de programme Transient Systems Simulation (TRNSYS). Un bon accord entre les prévisions du modèle et les mesures des centrales a été trouvé, avec des erreurs généralement inférieures à 10 %. Le résultat de l'évaluation

économique montre que le site de Béchar est l'un des meilleurs sites de diffusion de cette technologie en raison de son coût électrique le plus bas et de son niveau d'irradiation élevé [142].

Un modèle économique économe en énergie d'une centrale solaire basée sur le même type de collecteur solaire d'une capacité de 100 MW est présenté par Abbas et al. Cette centrale CSP a été évaluée dans quatre localités typiques des conditions climatiques algériennes (Tamanrasset, Béchar, Ghardaia ). Le modèle utilise du sel fondu comme HTF, ce qui réduit le coût actualisé de l'électricité [9].

Boukelia et al. Ont présenté une étude comparative basée sur l'énergie, l'exergie, l'environnement et l'économie. Différentes configurations de centrales CSP à technologie PTC sont analysées en utilisant l'huile Therminol VP1 et le sel fondu comme fluides de travail, avec ou sans l'intégration d'un système TES ou/et de système de carburant de secours. Leurs résultats ont montré que les configurations utilisant du sel fondu sont meilleures du point de vue environnemental et économique. Ceux du fluide Therminol VP1 avec systèmes TES et de secours aux combustibles fossiles ont présenté des valeurs importantes d'efficacité exergetique significatives de 21,77 %, un facteur de capacité de 38,20 %, avec production annuelle d'énergie de 114 GWh [16].

Plus tard, Azouzoute et al. Ont simulé les performances techniques et économiques d'une centrale électrique CSP de 50 MW dotée de la technologie PTC sous le climat de 62 sites de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Enfin, une comparaison a été effectuée entre les centrales simulées dans la région Moyen-Orient et Afrique du Nord, et la centrale de référence Andasol-1 dans le sud de l'Espagne. Les résultats de l'étude ont conclu que la plupart des pays de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord ont un potentiel plus élevé que le sud de l'Espagne, avec un coût de production d'électricité qui peut être 33,9 % inférieur dans les zones à l'Irradiation normale directe élevé, comme l'Arabie Saoudite [143].

#### **h. L'optimisation des centrales CSP à technologie PTC**

Concernant l'optimisation des centrales CSP à PTC dans l'étude de cas de l'Algérie, il n'existe que quelques études, selon la revue de la littérature. Messai et al. Ont analysé et optimisé la production d'énergie des PTC de 30 MW installés dans différentes régions d'Algérie. Ils ont révélé que la quantité annuelle d'électricité produite pour les sites étudiés variait entre 40 et 75 GWh avec un coût actualisé de l'électricité (LCOE) comprise entre 5 et 10 c\$/kWh. Les résultats ont également conclu que les coûts de production et la quantité d'électricité produite sont

étroitement liés à l'emplacement dans lequel la centrale sera installée [144]. Trad et al. Ont mené une étude pour déterminer la conception optimale de la centrale solaire sous le climat algérien. Sept conceptions différentes (d1 à d7) ont été développées pour la centrale étudiée pour le site de Naama. Les résultats ont montré qu'une centrale CSP de 100 MW avec des heures de pleine charge (FLH) du système de stockage d'énergie thermique de 8 h (d3) est la plus avantageuse parmi les conceptions analysées dans l'étude [145].

En 2015, Boukelia et al. Ont réalisé une étude d'optimisation pour l'installation des centrales solaire dotée de la technologie PTC pour une production d'énergie de 50 MWe pour différents sites en Algérie. Ils ont appliqué deux différents de HTF avec des systèmes de secours à combustible fossile et de stockage thermique. Les résultats ont montré que le sel fondu comme HTF utilisait le moins d'eau par an, environ 800 482 m<sup>3</sup>, mais occupait une plus grande surface [7]. Un an plus tard, les auteurs. Ont mené une étude d'optimisation technico-économique de la centrale CSP basée sur des modèles de réseau de neurones artificiels. Ils ont affirmé que cette technique pourrait être facilement utilisée pour concevoir et optimiser des centrales solaires thermiques complexes. Leurs résultats ont montré que l'algorithme de Levenberge Marguardt, une variante des algorithmes de réseau de neurones artificiels, est le meilleur outil pour prédire la production annuelle d'électricité et le LCOE de ce centrale présentée [146].

### **i. Les applications**

Le collecteur solaire cylindro-parabolique est un collecteur à concentration linéaire avec une large plage de température. Les PTC peut être utilisé dans plusieurs applications en raison de sa polyvalence en termes de conception, de taille et de plage de température. La principale application de ces collecteurs est la production d'électricité. Mais il a également d'autres utilisations comme la distillation de l'eau, le système de chauffage de l'air, la génération de chaleur dans les processus industriels, le système de réfrigération, etc.

### **j. La Climatisation**

Afin d'utiliser l'énergie solaire dans le processus de climatisation, Abd-Ennour et al. Ont présenté une modélisation mathématique et une simulation numérique d'un collecteur cylindro-parabolique, destiné à assurer une température confortable de 20 °C dans les bureaux des enseignants dans la région de Tlemcen. Les résultats de l'étude ont conclu que l'utilisation de l'énergie solaire pour la climatisation est une alternative prometteuse [147].

Plus tard, Ghodbane et al. ont amélioré les systèmes de climatisation en éliminant le compresseur du cycle de réfrigération et en le remplaçant par un éjecteur supersonique connecté au sous-système de collecte solaire par un PTC. L'efficacité optique du PTC étudié était de 65,02 %, tandis que sa valeur maximale d'efficacité thermique n'était que de 60,46 %. Concernant le rapport thermique de la machine étudiée, il atteint 0,54 [148]. Les mêmes auteurs ont mené une étude de faisabilité d'un système de climatisation à éjecteur fonctionnant avec de l'eau comme réfrigérant alimenté par le même PTC dans la région de Gassi-Touil en Algérie. Ils ont conclu que le climatiseur solaire à éjecteur étudié se caractérise par une faible consommation d'énergie électrique par rapport au climatiseur conventionnel avec compresseur [149].

### **k. La production d'Hydrogène**

Derbal et al. ont étudié la production électrolytique d'hydrogène, à l'aide d'une centrale solaire à technologie PTC intégrée à un cycle organique de Rankine, appliquée au climat algérien. Ils ont conclu que la production d'hydrogène est directement liée à l'électricité produite et donc au rayonnement solaire, elle varie de 150 à 850 Nm<sup>3</sup> [150].

Le potentiel de production d'énergie hydrogène à l'aide d'un système photovoltaïque électrolyseur-concentrateur a été évalué par Boudries, pour différents sites en Algérie. Les résultats montrent qu'en utilisant un PTC, la valeur moyenne du potentiel de production d'hydrogène sur l'ensemble du pays est d'environ 0,10 kg H<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>/j pour le moins favorable ; alors que cette valeur est d'environ 0,17 kg H<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>/j pour le mois le plus favorable [151]. Une fois de plus, Boudries ont réalisé une étude technico-économique sur la production d'hydrogène à l'aide d'un système à cycle de Rankine impliquant une centrale solaire hybride (centrale solaire hybride à gaz basée sur la technologie des PTC) couplée à une électrolyse à membrane échangeuse de protons. L'effet de différents paramètres, tels que le DNI et la fraction solaire, sur le coût de production de l'hydrogène a été examiné. Les résultats indiquent que le coût de production de l'hydrogène est largement dominé par le coût lié à la production d'énergie [152].

Ouagued et al. ont analysé un cycle thermochimique intégré de magnésium-chlore avec le même collecteur solaire pour produire de l'hydrogène dans le sud de l'Algérie. Cette analyse a révélé que le taux de production d'hydrogène est proportionnel à l'énergie thermique produite au niveau du PTC [153].

## I. Le dessalement de l'eau

Abbas et al, ont proposé des PTC et une unité de dessalement multi-effets utilisés pour produire de l'eau douce à partir d'eau saumâtre. L'énergie thermique nécessaire au fonctionnement de cette unité est fournie par les PTC. Les résultats montrent que la technologie solaire de dessalement peut apporter une solution clé au déficit d'eau douce dans l'Algérie [154].

### I.5.1.2. Etudes expérimentales

Afin de produire de l'eau chaude à des fins domestiques et industrielles, Elbar Soudani et al. Ont réalisé une étude expérimentale et théorique d'un PTC à couvercle plat en verre dans la région du Sahara algérien (Ouargla). Les résultats de l'étude ont conclu que la présence d'un couvercle en verre plat améliore l'efficacité thermique jusqu'à 9 %, en plus de son rôle de protection des propriétés optiques du réflecteur, ce qui augmente l'importance de son utilisation. L'efficacité thermique augmente en fonction de l'augmentation du débit massique d'eau jusqu'à atteindre une valeur maximale pour le débit massique d'eau de 0,017 kg/s, et aucune augmentation de l'efficacité thermique n'est observée [155]. Le collecteur solaire avec couvercle en verre est illustrée à la figure I.35.

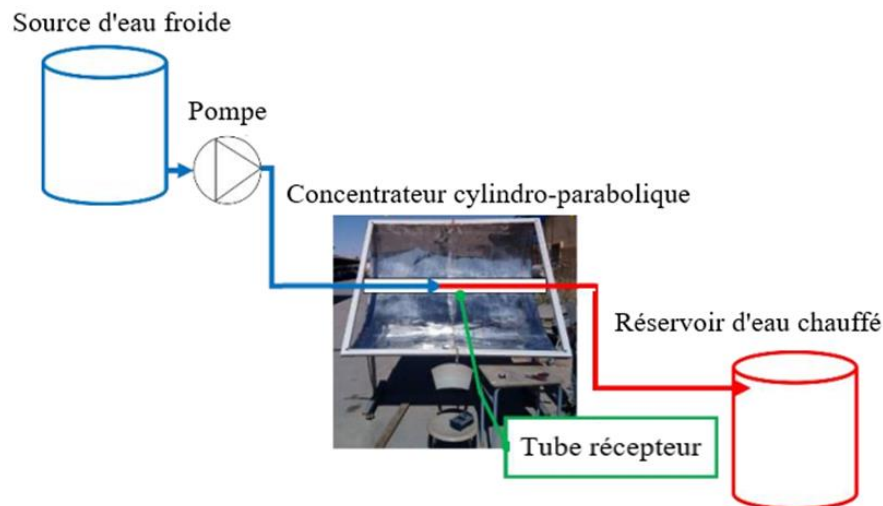


**Figure I.35 :** Le PTC avec couvercle en verre plat [155].

De plus, Les mêmes auteurs. Ont réalisé une étude expérimentale d'un chauffe-eau fonctionnant par le même PTC, avec ajout d'une couverture en verre plat, ainsi que d'un système TES utilisant une pompe à chaleur (qui est un système de stockage thermochimique), dans le sud

de l'Algérie. Les résultats ont montré l'efficacité de la couverture en verre en augmentant l'efficacité thermique. Lors de l'utilisation d'une pompe à chaleur thermochimique, la période de production d'eau chaude s'allonge après le coucher du soleil et augmente en quantité [156].

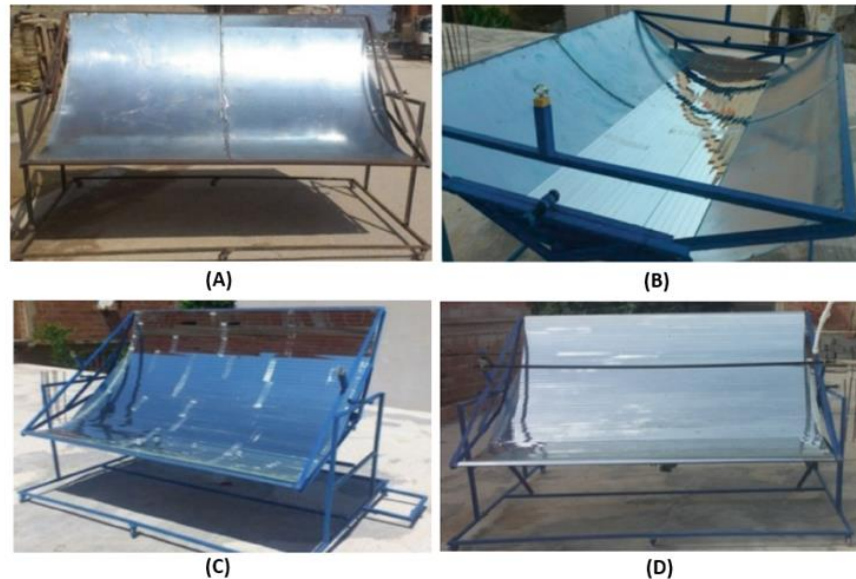
Benmenine et al. ont mené une étude thermique expérimentale sur le même collecteur dans la région de Ouargla en Algérie, qui sera utilisé comme chauffe-eau solaire. Ils ont fabriqué ce PTC puis l'ont testé expérimentalement, où ses valeurs réelles de performance thermique ont atteint 10,61, 10,68 et 8,85 % pour les jours du 13, 14 et 15 mai. Avec un débit volumique de 0,011 L/s, il peut chauffer environ 317 L/jour à une température de 42 °C, sachant que la consommation moyenne journalière d'eau chaude dans une maison type est de 250 L [157]. Le prototype expérimental de ce chauffe-eau solaire est présenté à la figure I.36.



**Figure I.36 :** Le Chauffe-eau solaire [157].

Rafik et al. ont mené une étude expérimentale thermique d'un PTC. Ils ont conclu que l'orientation bi-axiale du collecteur solaire, qui utilise un tube absorbant recouvert d'une enveloppe de verre, est la méthode la plus efficace [158]. Les différentes étapes de conception de ce PTC sont représentées sur la figure I.37.

Agagna et al. ont mené une étude expérimentale sur le même type de collecteur solaire. Ils ont introduit de nouveaux tests expérimentaux concentrés sur ce type de PTC de la plateforme « MicroSol-R ». L'étude expérimentale vise à qualifier les performances optiques et thermiques de ce PTC tandis que l'étude numérique est réalisée pour sélectionner le modèle le plus précis pour prédire les performances du collecteur solaire [159].



**Figure I.37** : Modèle expérimental d'un PTC [158].

## **I.6. Etude d'implantations de la centrale Andasol-1 dans différentes régions du monde**

Les centrales CSP les plus répandues sur le marché mondial ont une capacité de 50 MW. On peut trouver dans la même région 3 ou 4 centrales d'une capacité égale à 50 MW (par exemple Andasol 1-3 ou Extresol 1-3) [4]. La première centrale CSP avec la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques à grande échelle en Europe avec un système de stockage d'énergie thermique est la centrale Andasol-1, construite dans le sud de l'Espagne (près de Grenade), qui est devenue opérationnelle en 2009 en Espagne [160]. Andasol-1 constitue une étape importante pour cette technologie, car il s'agit de la première centrale CSP au monde dotée d'une capacité de stockage. De nombreuses études théoriques ont été réalisées dans la littérature sur la possibilité de déployer des centrales CSP similaires à celle d'Andasol-1, comme alternative durable pour la production d'énergie propre dans différentes parties du monde. Voici une synthèse de quelques travaux sur ce sujet.

Ehtiwesh. Et al. A étudié la faisabilité de l'installation de centrales CSP dans la capitale libyenne (Tripoli) à travers une analyse thermodynamique énergétique, exergetique et économique. Ils ont constaté que l'installation de la centrale CSP avec la technologie PTC d'Andasol-1 à Tripoli

offrait un retour sur investissement très positif, des performances plus élevées et une diminution du coût actualisé de l'électricité. Tripoli, par rapport à Almeria (sud de l'Espagne), a présenté des performances supérieures et des valeurs inférieures pour le LCOE (0,18 \$/kWh contre 0,22 \$/kWh). Ceci est significatif, même si l'on prend en compte le fait que la centrale de Tripoli, malgré un facteur de capacité relativement modeste de 34 %, a une puissance brute importante de 173 886 MWhe. En outre, la mise en œuvre sur le site de Tripoli d'une centrale similaire à celle d'Andasol-1 présente un léger avantage (2 à 3 %) en termes d'efficacité globale [161].

Ahmed Attai et al. A comparé une centrale CSP qui sera installée à Assouan, dans le sud de l'Égypte, à Palma del Rio II, une référence, pour déterminer l'avantage relatif de la construction d'une telle centrale à Assouan. Les résultats obtenus grâce au logiciel SAM montrent qu'Assouan produit de l'énergie électrique à un coût inférieur à celui de l'Espagne, soit 20,21 €/kWh, et à Palma, en Espagne, il s'élève à 39,14 €/kWh, ce qui signifie le coût de l'énergie produite à Assouan est inférieure de 93,6 % à celle de la centrale CSP en Espagne. De plus, l'énergie annuelle produite à Assouan est supérieure de 96 % à celle de l'Espagne [162]. Une autre étude a été rapportée par Sultan et al. Où ils ont évalué les performances technico-économiques d'une centrale CSP avec la technologie PTC au Koweït (conditions climatiques désertiques et approvisionnement en eau limité) et les a comparées à celles de la centrale de référence du sud de l'Espagne (Andasol-1), pour deux études de conception de configurations utilisant des options de refroidissement humide et sec. Les résultats démontrent que le Koweït a surpassé l'Espagne en termes de performance globale. En raison de l'influence de DNI, de la température ambiante, et de la perte de chaleur/énergie rejetée par le champ solaire, le cas du Koweït a obtenu de meilleurs résultats [160].

Jailani et al. A réalisé une analyse technico-économique de deux technologies CSP, la technologie de collecteur cylindro-parabolique et de la tour solaire, en préparation pour une éventuelle installation en Malaisie (La Malaisie reçoit en moyenne 2 200 heures de rayonnement solaire par an) en utilisant deux centrales de référence, les systèmes Andasol-1 et PS-10 en Espagne, comme références. La production annuelle d'électricité et le coût initial sont deux aspects critiques qui influencent la construction, l'installation et le déploiement de centrales électriques à PTC ou de technologie SPT [163]. Dans une autre étude, Shagdar et al. A effectué une analyse numérique aux conditions nominales et à charge partielle de la performance d'une centrale CSP de 50 MW pendant quatre jours de référence différents, qui correspondent aux quatre saisons du climat mongol. Les résultats indiquent que le rayonnement solaire et l'angle d'incidence solaire ont un

impact significatif sur les performances opérationnelles de la centrale CSP. Les résultats ont révélé que la centrale CSP de 50 MW pouvait bien fonctionner tout au long de l'année et qu'elle a montré la valeur de performance opérationnelle la plus élevée pour le 22 juin en raison de DNI plus élevée et du faible angle d'incidence solaire. Les performances opérationnelles du 22 mars et du 22 septembre sont quasiment similaires. La valeur la plus basse de la performance opérationnelle a été enregistrée le 22 décembre. De plus, les performances de fonctionnement de la centrale CSP à charge partielle étaient nettement inférieures à celles à charge nominale [164].

Basé sur une conception de la centrale de référence d'Andasol-1 dans le sud de l'Espagne, Liqreina et al. A évalué la compétitivité du refroidissement sec des centrales CSP par rapport au refroidissement humide sur le site de Ma'an (zone désertique) au sud de la Jordanie. Aux fins de l'étude, une centrale solaire à PTC basée sur la conception de la centrale électrique de référence Andasol-1 est considérée. La centrale solaire de référence a une capacité nominale de 50 MW<sub>e</sub> avec 7,5 heures de pleine charge du système de stockage et est simulée avec le logiciel Greenius pour les options de refroidissement sec et humide. Grâce au processus de comparaison qu'ils ont effectué entre la centrale électrique d'Andasol-1 de référence à refroidissement humide en Espagne avec la même centrale électrique refroidie à sec en Jordanie, Ils ont conclu aux résultats suivants : le rendement global de la centrale refroidie à sec de Ma'an est réduit de 3,1 %, la consommation d'eau réduite de 92%, le rendement énergétique a augmenté de 21,8% et le LCOE a diminué de 18,8%. Bien que le coût du refroidissement sec soit plus élevé que celui du refroidissement humide, les centrales CSP refroidies à sec restent une possibilité dans les zones chaudes et arides dotées d'excellentes ressources solaires, comme Ma'an, et peuvent atteindre des coûts inférieurs à ceux des centrales de refroidissement humides similaires situées dans des zones avec moins de ressources solaires [85].

De plus, Gamil et al. Ont effectué une analyse technique et économique de deux des technologies CSP les plus matures, la technologie des SPT et des PTC pour produire de l'électricité au Soudan. Ils ont déplacé « hypothétiquement » deux centrales CSP commerciale, Gemasolar et Andasol-1, dans six zones soudanaises. Ces zones sont :

- Zone1 et zone2 (près de Wadi Halfa) dans l'État du Nord.
- Zone3, zone4 et zone5 (près de Melit et Kutum) dans l'État du Nord Darfour.
- Zone 6 (au nord de Nyala) dans l'État du Darfour Sud.

Ces zones ont été examinées sur la base d'une étude rigoureuse d'évaluation du site CSP. L'analyse technico-économique des centrales CSP a prouvé que le Soudan a surpassé l'Espagne pour héberger GEMASOLAR et ANDASOL-1 ; en outre, les zones 1 et 2 ont montré les meilleurs rendements avec l'énergie produite la plus élevée et le coût actualisé de de l'électricité le plus bas. L'installation de GEMASOLAR dans les zones 1 et 2 a produit respectivement 36,4 % et 36,4 % d'énergie de plus que Séville, tandis qu'ANDASOL-1 dans les zones 1 et 2 a produit respectivement 46,85 % et 48 % d'énergie de plus que Grenade. En outre, les résultats indiquent que les régions proposées ont surpassé les centrales espagnoles d'origine en termes de puissance délivrée, de facteurs de capacité et de LCOE. Dans l'État du nord, deux zones proches de Wadi Halfa sont les plus adaptées à l'installation de systèmes CSP. La technique de tour d'énergie solaire offrant de meilleurs résultats que le PTC [165].

## **I.7. Conclusion**

Les systèmes d'énergie solaire concentrée concentrent le rayonnement solaire de diverses manières, puis le convertissent en d'autres formes (en grande partie thermiques), l'utilisation finale étant généralement sous forme d'électricité ou alternativement sous forme de chaleur à haute température. Ce chapitre traite de la production d'électricité à partir des technologies CSP, en mettant davantage l'accent sur la centrale CSP à collecteurs cylindro-paraboliques. Selon la littérature de recherche existante, il s'agit du système le plus éprouvé sur les plans technologique et économique en termes de coût et d'utilisation du sol par rapport à son proche concurrent, la Tour d'énergie solaire, le concentrateur parabolique et le collecteur linéaire de Fresnel ne sont pas bien commercialisés. Nous avons constaté que la production continue d'électricité pendant la nuit et lorsque l'ensoleillement est faible est assurée dans la plupart de ces centrales par le système de stockage d'énergie thermique. Donc, le stockage de l'énergie sous forme de chaleur pour mieux adapter l'apport solaire intermittent à la demande est désormais presque toujours inclus.

# Chapitre II

*Matériel*

*Et*

*Méthode*

## II.1. Introduction

La section suivante contient une brève description des outils logiciels utilisés pour la simulation (Meteonorm et System Advisor Model). Ensuite, la méthodologie de ce travail est présentée, divisée en deux parties. Dans une première partie, les performances de la centrale solaire proposée à M'Sila ont été évaluées et comparées à la centrale solaire de référence (Andasol-1) qui est opérationnelle depuis 2010 dans le sud de l'Espagne, afin d'évaluer l'avantage final de L'Afrique du Nord, en tant que région de déploiement de centrales solaire à concentration par rapport au sud de l'Espagne.

Dans la deuxième partie, la conception et l'analyse des performances techniques et économiques de la centrale CSP basée sur la technologie de collecteur cylindro-parabolique proposée sont réalisées sur les deux sites sélectionnés (M'Sila et Tamanrasset). De plus, dans l'hypothèse de conditions de fonctionnement en régime permanent, les lois thermodynamiques pour chaque composant des centrales CSP à technologie PTC étudiées sont d'abord présentées. Enfin, le principal indicateur économique utilisé pour évaluer la performance économique de ce type de centrales CSP est présenté.

## II.2. Logiciel de simulation

Avec l'avancée des technologies de l'énergie solaire, de nombreuses solutions innovantes émergent pour exploiter au mieux cette source d'énergie. De nombreux outils de conception et de simulation tels que Ecostar, Greenius, Soli et SAM ont été développés et mis à la disposition des utilisateurs. Cette variété de logiciel est capable de faire des approches empiriques, la simplification des systèmes complexes et la prise de décisions concernant la sélection des technologies. Ces quatre logiciels sont parmi les plus utilisés pour analyser les aspects techniques et financiers des projets liés aux énergies renouvelables [42].

Parmi les outils logiciels existants, System Advisor Model, également connu sous le nom de SAM, se distingue comme l'un des progiciels les plus utilisés pour l'analyse des centrales CSP.

### II.2.1. Présentation du logiciel SAM

Dans cette étude, le logiciel SAM a été utilisé pour simuler les performances techniques et économiques des centrales CSP. Ce logiciel est dédié à l'analyse des coûts et des performances

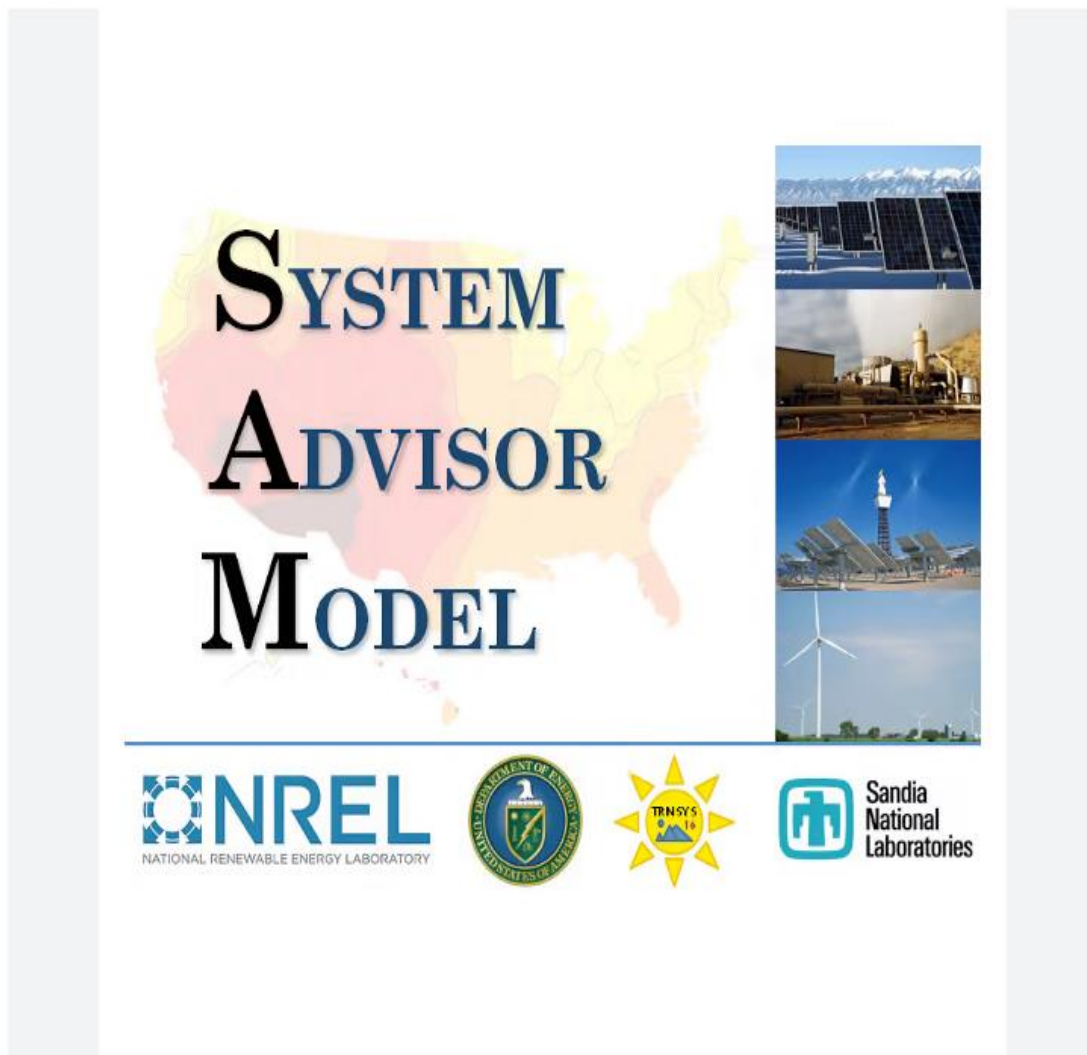
dans le domaine des énergies renouvelables. Il a été élaboré dans le but d'assister les professionnels de l'industrie énergétique dans leur processus de prise de décision. Ce logiciel est le plus souvent utilisé par les chefs de projet et les chercheurs universitaires du monde entier pour simuler la performance du système et effectuer des évaluations économiques pour diverses technologies renouvelables comme les systèmes solaires concentrés et les systèmes photovoltaïques. Il a été élaboré en 2005 par le « National Renewable Energy Laboratory (NREL) » en collaboration avec les Laboratoires nationaux Sandia, avec le soutien du Département de l'Énergie des États-Unis, et est disponible en téléchargement gratuit sur le site web du NREL [54].

Le logiciel permet aux utilisateurs d'analyser et de comparer les technologies CSP ainsi que d'autres technologies renouvelables en fonction de critères économiques, technologiques et opérationnels. Initialement, le logiciel s'appelait Solar Advisory Model, mais avec l'introduction de nouvelles technologies en dehors des technologies solaires, le nom a été changé en System Advisor Model pour montrer l'existence des options restantes. En 2007, avec la sortie de la première version publique, les professionnels de l'énergie solaire ont pu évaluer les systèmes d'énergie solaire photovoltaïque et à concentration [60].

System Advisor Model est un logiciel de simulation open source utilisé par différentes catégories de professionnels (développeurs de projets, chercheurs universitaires, décideurs politiques et fabricants). Les entreprises utilisent SAM pour tester et évaluer les performances de leurs produits et leur impact sur l'efficacité ou la réduction des coûts des systèmes installés. De plus, le logiciel peut également être utilisé pour analyser différentes configurations d'une technologie sélectionnée afin de maximiser les avantages des projets. Enfin, les décideurs politiques et les concepteurs utilisent le modèle pour expérimenter différentes structures d'incitation.

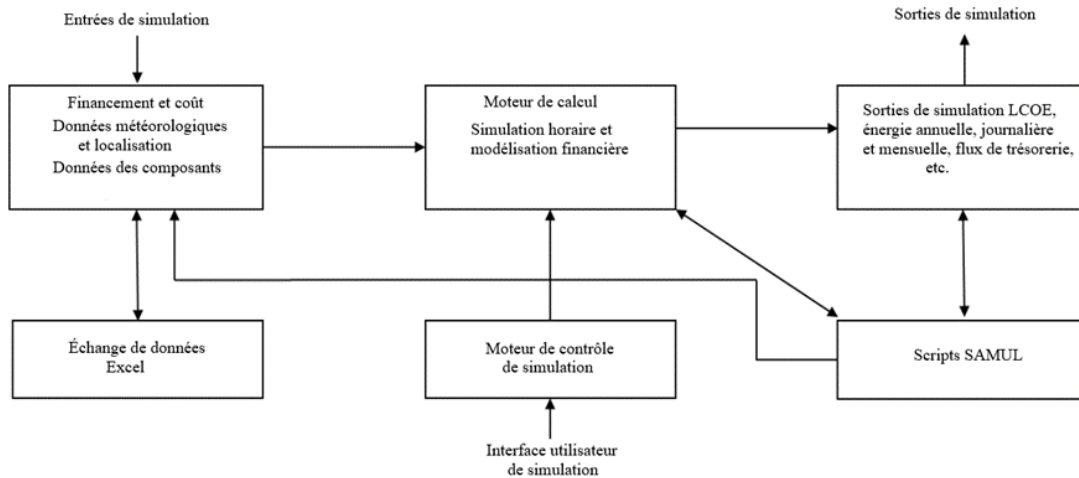
Ce logiciel nécessite comme entrées des données météorologiques pour le site spécifique, des réglementations financières et des spécifications techniques pour le projet [60]. Dans un premier temps, le logiciel fonctionne à partir de données météorologiques sous forme de fichiers d'années météorologiques typiques (TMY2) ou (TMY3) contenant les différentes conditions météorologiques du site, notamment (températures, vitesse du vent, irradiation solaire, etc.). D'autre part, les performances techniques sont générées à l'aide de données météorologiques

horaires. La production d'énergie horaire est donc estimée, puis les performances annuelles du système et de ses composants sont calculées, ce qui donne la production annuelle totale.



**Figure II.1** : Page de démarrage du logiciel de simulation SAM [166].

Enfin, le logiciel propose de nombreux types d'analyses financières et économiques pour les projets énergétiques en utilisant comme entrées pour la période d'analyse l'équivalent de la durée de vie du système, le taux d'actualisation, le taux d'inflation, le montant du prêt et le taux du prêt [60]. Le diagramme suivant, Figure II.2, montre les différentes étapes du principe de fonctionnement du logiciel SAM et comment le flux d'informations se produit dans le logiciel [50].



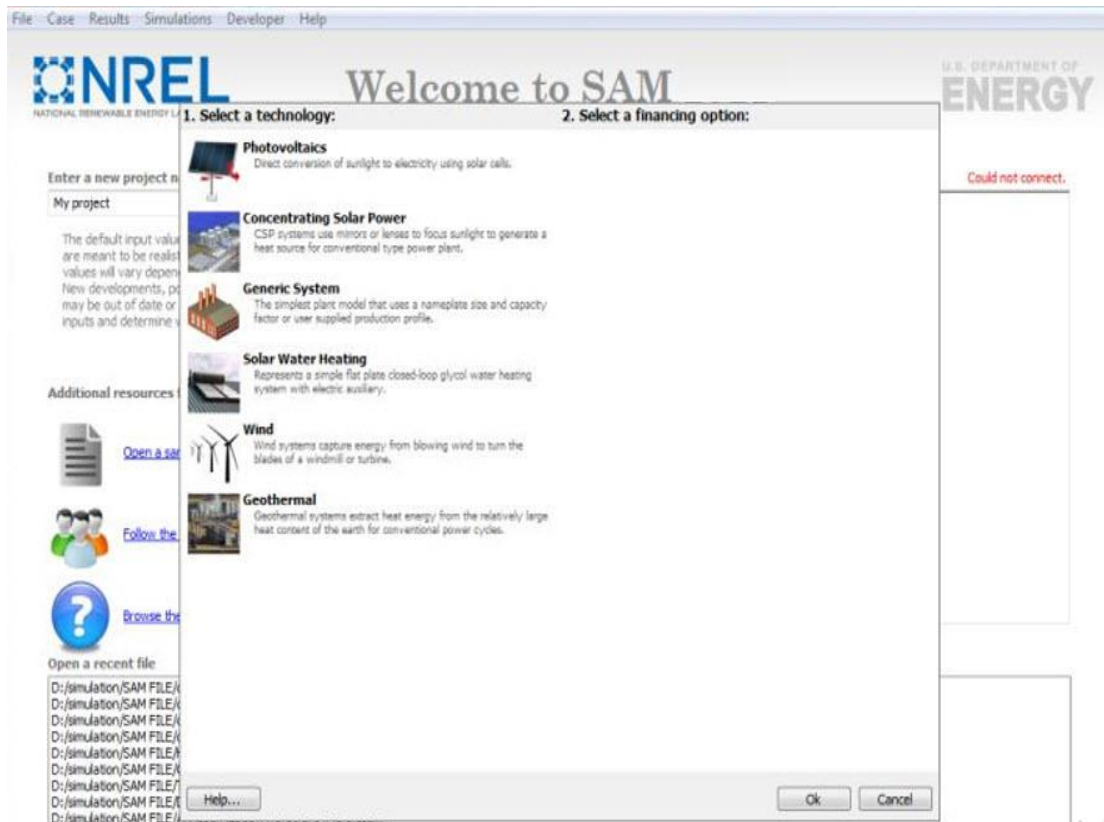
**Figure II.2 :** Organigramme illustrant la structure du modèle SAM [50].

### II.2.2. Base de calcul du logiciel SAM

Cet outil effectue le calcul du coût de production d'électricité en se basant sur les informations relatives à l'emplacement du projet, les coûts d'installation et d'exploitation, le mode de financement, les crédits d'impôt applicables, les incitations, ainsi que les spécifications du système. Il dispose également de modules capables de prédire les performances de 8 760 heures de différentes technologies d'énergie renouvelable en fonction des paramètres de conception et des fichiers climatiques incluant l'irradiation solaire et les données météorologiques de l'emplacement sélectionné [50].

Le logiciel SAM utilise un moteur de simulation horaire qui interagit avec les modèles de performance, de coût et de financement pour calculer la production d'énergie. Le logiciel est également en mesure de considérer l'effet des incitations sur les flux de trésorerie des systèmes CSP. L'interface du tableur de SAM simplifie l'échange de données avec des modèles externes élaborés dans Microsoft Excel.

Les performances des modèles de système SAM reposent sur l'utilisation du logiciel TRNSYS combiné avec des composants personnalisés. TRNSYS est un outil valide, un programme de simulation de séries chronologiques capable de simuler les performances des technologies suivantes : Systèmes PV, systèmes CSP à technologie des collecteurs cylindro-paraboliques avec et sans stockage de sels fondus, systèmes des collecteurs linéaires de Fresnel et systèmes des tours d'énergie solaire, la production d'électricité.



**Figure II.3 :** Interface du logiciel de simulation SAM.

La démarche méthodologique appliquée par le logiciel SAM pour la simulation des performances énergétiques d'un système se présente comme suit :

- Choix de la technologie à étudier.
- Entrée des données techniques, géographiques et financières.
- Simulation.
- Cout de production d'électricité.
- Prise de décision.

### II.3. Données météorologiques

Afin de simuler les centrales solaires à concentration avec la technologie des PTC, le logiciel SAM nécessite des données météorologiques de l'emplacement sélectionné. Le format de données météorologique typique de l'année météorologique 3 (TMY3) a été généré à l'aide de la version Meteonorm. 7.1. Le logiciel utilisé a été développé par l'Institut Meteotest ; Il utilise des stations au sol et des images satellite pour les mesures météorologiques. Pour les emplacements où

il n'y a pas de stations météorologiques, le logiciel utilise les résultats interpolés entre les emplacements où les données sont disponibles. Le logiciel présente des incertitudes allant de 2 à 10 % selon les méthodes utilisées dans les mesures (images satellites, mesures au sol et données interpolées). Le fichier météo intègre différentes mesures horaires pour différents paramètres. Il génère des données pour une seule année qui est considérée comme une année typique car elle représente la moyenne de toutes les années pour lesquelles les mesures sont disponibles [60].

## II.4. Méthodologie

Ce travail est divisé en deux parties. Dans la première partie, les performances de la centrale solaire proposée à M'Sila ont été évaluées et comparées à la centrale solaire de référence (Andasol-1) qui est opérationnelle depuis 2010 dans le sud de l'Espagne, afin d'évaluer l'avantage final de l'Afrique du Nord, en tant que région de déploiement de centrales CSP par rapport au sud de l'Espagne. Les performances de cette centrale CSP (Andasol-1) ont été évaluées à l'aide du logiciel SAM, car elle est considérée comme la plus utilisée pour examiner et évaluer les performances techniques et économiques des centrales CSP.

Le logiciel nécessite des données météorologiques pour les emplacements sélectionnés. Les données météorologiques du site de M'Sila sont obtenues à partir de la base de données du logiciel Meteonorm. 7.1. Les données météorologiques pour le site de la centrale de référence en Espagne sont fournies par NREL via la bibliothèque de logiciel SAM.

Ces données météorologiques ont été entrées dans le logiciel SAM pour simuler les performances de la centrale CSP qui seront érigées en effectuant les étapes suivantes :

- Créer un Modèle de base à M'Sila en simulant la centrale solaire de référence (Andasol-1), qui a une capacité de 50 MWe, sur son site réel et en comparant les résultats avec les sorties réelles.
- Simuler les performances de la centrale de référence dans les conditions climatiques de M'Sila.
- Analyser les performances de la centrale solaire Andasol-1 à M'Sila, en tenant compte du flux d'énergie quotidien tout au long des quatre saisons de l'année, la production mensuelle et annuelle d'électricité, la distribution annuelle de l'énergie thermique du champ solaire et du système de stockage.

- Etude de l'effet des conditions météorologiques de M'Sila sur la puissance de la centrale solaire d'Andasol-1.
- Comparer les performances de la centrale solaire Andasol-1 avec les différents projets de recherche menés sur la même centrale dans différents pays, y compris son emplacement réel en termes de production nette d'électricité, d'heures de fonctionnement, d'efficacité du champ solaire, d'efficacité totale de la centrale, et la consommation d'eau.
- Effectuer une analyse économique de la centrale CSP envisagée à M'Sila.

Dans la deuxième partie de ce travail, la conception et l'analyse des performances techniques et économiques de la centrale solaire à concentration basée sur la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques proposée sont réalisées sur les deux sites sélectionnés (M'Sila et Tamanrasset) en utilisant le même logiciel de simulation SAM. Les données météorologiques pour les deux sites sélectionnés ont été fournies par la base de données du logiciel Meteonorm. 7.1.

La méthodologie de cette partie comprend les étapes suivantes :

- Collecte de données météorologiques pour des emplacements sélectionnés.
- Conception d'une centrale solaire de 100 MW avec un système de stockage d'énergie thermique.
- Évaluation des performances de la conception initiale de la centrale solaire sur deux sites représentatifs en Algérie (Tamanrasset à l'extrême sud et M'Sila dans la région nord).
- Étudier les impacts environnementaux : consommation d'eau, émissions de CO<sub>2</sub> et préservation du gaz naturel.
- Optimisation de la centrale CSP avec un système de stockage d'énergie thermique.

Les principaux paramètres du processus d'optimisation sont les heures de pleine charge (FLH) du système TES et le multiple solaire (SM).

## **II.5. Sélection des sites et évaluation des ressources**

Dans cette étude, deux sites représentatifs en Algérie ont été sélectionnés pour mettre en œuvre les centrales CSP proposées. Les deux sites sélectionnés sont Tamanrasset à l'extrême sud et M'Sila pour la région nord (illustré sur la Figure II.4).



**Figure II.4 :** Localisations des sites sélectionnés sur la carte

### II.5.1. Description des sites sélectionnés

Comme mentionné précédemment, l'emplacement de M'Sila a été choisi pour cette étude pour évaluer les performances de la centrale Andasol-1 dans l'environnement M'Sila et la comparer à son site d'origine (sud de l'Espagne). Compte tenu de son emplacement géographique distinctif, la province de M'Sila est considérée comme l'une des provinces les plus éminentes des Highlands de l'Algérie. M'Sila, une ville du nord de l'Algérie avec 1 387 158 habitants et une superficie de 18 175 km<sup>2</sup> se trouve à environ 250 km au sud d'Alger, la capitale du pays [30]. Selon les coordonnées géographiques, il est situé à 4 ° 32'43 "de longitude, 35 ° 42'07" latitude et 441 m d'altitude. Plus de la moitié des terres de M'Sila ont une pente inférieure à 3%.

Tamanrasset, la plus grande province d'Algérie, est située aux coordonnées 22,47°N et 5,31°E. La province s'élève à une altitude de 1 377 m au-dessus du niveau de la mer et s'étend sur une superficie de 619 360 km<sup>2</sup>. Sa population est d'environ 205 220 habitants. En raison de sa situation dans la région sud du pays, Tamanrasset connaît des saisons estivales plus longues et plus chaudes, avec des températures quotidiennes moyennes d'environ 30 °C, atteignant parfois 38 °C entre juin et septembre. Située dans le désert du Sahara, la province est caractérisée par une aridité extrême tout au long de l'année, avec des précipitations annuelles moyennes d'environ 43 mm. De plus, elle présente généralement un relief plat, entouré par d'immenses chaînes montagneuses désertiques [5].

### II.5.2. Données météorologiques pour les sites sélectionnés

Les performances et l'efficacité des centrales CSP sont considérablement influencées par la météo locale où elles sont installées. Pour les deux sites sélectionnés, le logiciel SAM a besoin de données météorologiques telles que l'irradiation directe normale et la température ambiante pour effectuer l'étude actuelle. Puisqu'il représente la moyenne de toutes les années pour lesquelles des mesures sont disponibles, la base de données du logiciel Meteonorm7 génère des données météorologiques sur une année, considérées comme une année typique [5]. Un fichier TMY3 a été téléchargé à partir de la base de ce logiciel, qui comprend des mesures horaires de plusieurs paramètres météorologiques.

L'irradiation directe normale moyenne journalière sur le territoire algérien est comprise entre 4,66 kWh/m<sup>2</sup> dans les régions du nord et 7,26 kWh/m<sup>2</sup> pour les régions du sud, et cela correspond à 1700 kWh/m<sup>2</sup>/an et 2650 kWh/m<sup>2</sup>/an pour les régions du nord et du sud, respectivement [29,94]. Dans cette étude, deux sites représentatifs en Algérie fournissant une DNI annuelle moyenne supérieure à 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/ jour ont été sélectionnés pour analyser et optimiser les performances des centrales CSP proposées [15]. Les deux sites sélectionnés sont Tamanrasset à l'extrême sud et M'Sila pour la région nord.

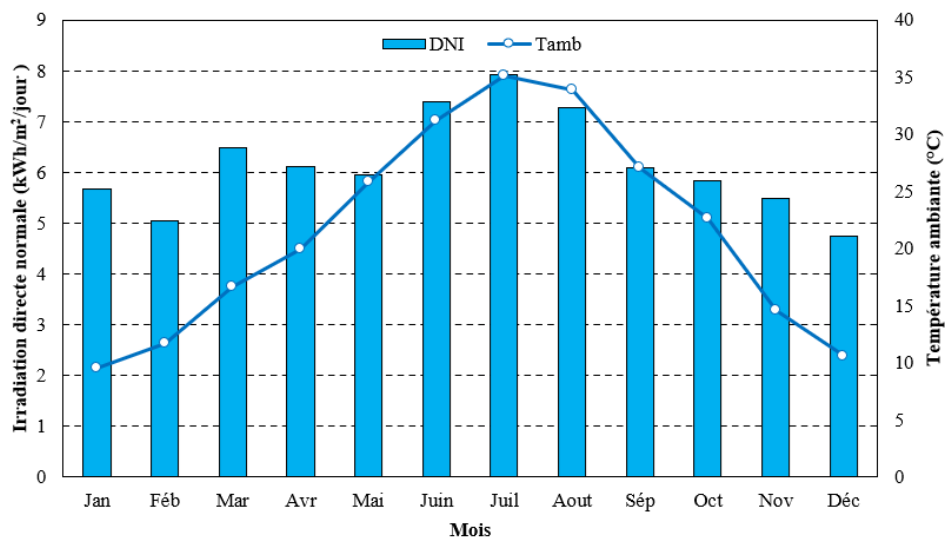
La Figure II.5 montre les variations mensuelles de DNI moyenne et de la température ambiante pour le site de M'Sila. On peut observer que, à part février et décembre, la valeur mensuelle moyenne de DNI mensuelle pour l'emplacement de M'Sila dépasse 5,5 kWh / m<sup>2</sup> / jour toute l'année. De plus, la plus petite valeur de DNI de 4,75 kWh / m<sup>2</sup> / jour a été enregistrée en décembre, tandis que la valeur d'irradiation directe normale maximale de 7,93 kWh / m<sup>2</sup> / jour a

été enregistrée en juillet. De plus, on estime que M'Sila reçoit  $2282,54 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{an}$  d'irradiation directe normale par an. La majorité des centrales CSP actuelles sont érigées dans des sites où la valeur de DNI ne dépasse pas  $2153,5 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{an}$  [167].

Par conséquent, M'Sila est qualifié pour avoir des centrales solaires à concentration installées en raison de son DNI significative. Il convient de noter que M'Sila est aujourd'hui classé comme une région aride avec de faibles précipitations, en particulier au cours des deux dernières années, en raison du changement climatique qu'il a subi [29].

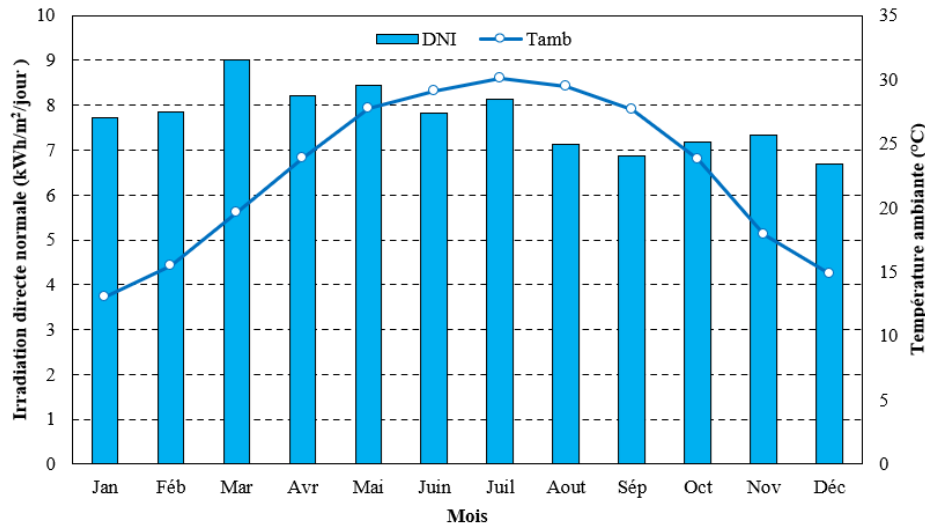
L'une des variables météorologiques clés qui influencent considérablement la perte de chaleur des différents systèmes de centrales CSP est la température ambiante. À M'Sila, la majorité des températures horaires varient de  $10$  à  $35 \text{ }^\circ\text{C}$ . Le problème de la congélation du fluide caloporteur (Therminol VP-1) se pose en hiver à M'Sila car les températures hivernales peuvent descendre en dessous de  $12 \text{ }^\circ\text{C}$  (Figure II.5). De plus, janvier avait la température mensuelle moyenne la plus basse de  $9,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , tandis que juillet a enregistré la valeur la plus élevée de  $35^\circ\text{C}$  (Figure II.5).

Les vents de M'Sila varient des vents calmes aux brises modérées. Dans cette région, la vitesse du vent peut ainsi passer de  $0 \text{ m/s}$  à  $4,8 \text{ m/s}$ . De plus, seulement avril voit des vitesses de vent supérieures à  $4 \text{ m/s}$  ; Le reste de l'année, le vent souffle à moins de  $4 \text{ m/s}$ .



**Figure II.5 :** Irradiation directe normale moyenne et température ambiante à M'Sila.

Comparativement, le site de Tamanrasset se caractérise par un niveau d'irradiation élevé de plus de 7 kWh/m<sup>2</sup>/jour tout au long de l'année sauf pour les mois de septembre et décembre (Figure II.6). En mars, l'irradiation directe normale a atteint sa valeur maximale de 9 kWh/m<sup>2</sup>/jour, tandis que décembre a enregistré sa valeur la plus basse à 6,7 kWh/m<sup>2</sup>/jour. On peut également observer que les valeurs maximales et minimales de la température ambiante moyenne se situaient respectivement aux mois de juin et janvier.



**Figure II.6 :** Irradiation directe normale moyenne et température ambiante à Tamanrasset.

Les caractéristiques des deux sites sélectionnés, Tamanrasset et M'Sila, sont présentées dans le Tableau II.1.

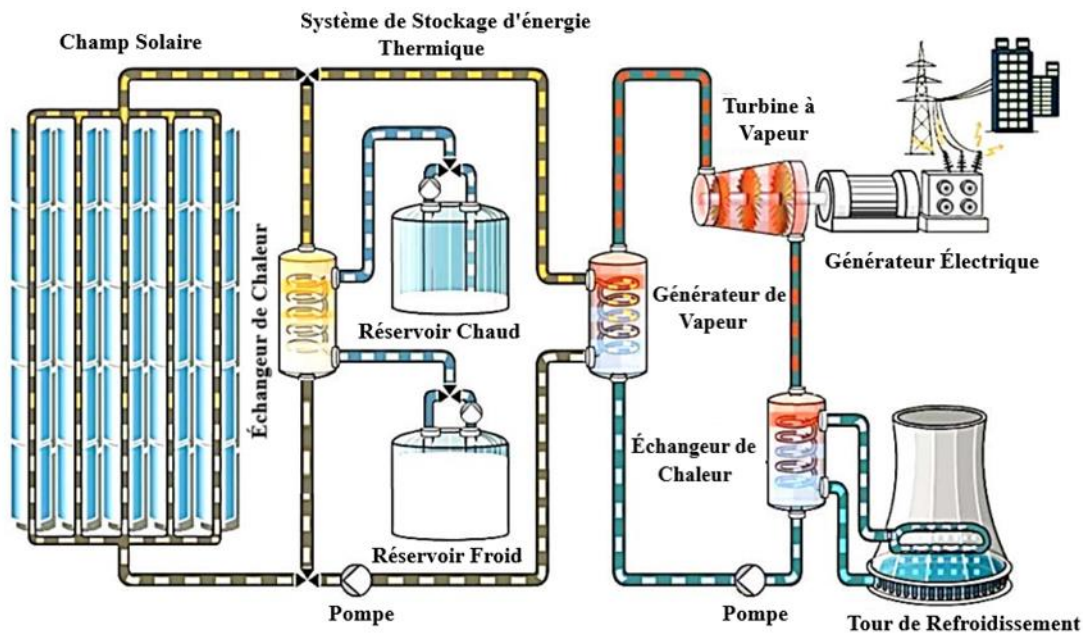
**Tableau II.1 :** Caractéristiques des emplacements sélectionnés analysés dans cette étude.

Emplacement	Latitude et longitude	Altitude (m)	DNI moyenne quotidienne (kWh/m <sup>2</sup> /jour)	Température moyenne quotidienne (°C)
Tamanrasset	22.78° N, 5.51° E	1377	7.70	22.8
M'Sila	35.70° N, 4.54° E	476	6.25	21.6

## II.6. Centrale solaire thermique à Collecteur cylindro-parabolique

Parmi les technologies d'énergie solaire concentrée disponibles, la technologie de collecteur cylindro-parabolique est aujourd'hui la plus répandue, la plus performante et la plus développée pour la production d'électricité [94]. La figure II.7 est un diagramme schématisé de centrale CSP dotée de la technologie PTC avec système de stockage d'énergie thermique. On peut

constater que ces centrales électriques se composent de trois parties principales, dont le champ solaire, le système de stockage d'énergie thermique et le bloc de puissance [168]. Les capteurs solaires sont disposés dans une configuration en série appelée boucles et orientés dans une direction nord-sud pour suivre le soleil d'est en ouest. Le système de stockage peut être utilisé avec les centrales solaires pour assurer la continuité de la production électrique. Normalement, la capacité de système TES est de l'ordre de plusieurs heures pendant lesquelles elle est remplie de fluide caloporteur pendant la journée et vidée après le coucher du soleil afin que l'électricité soit toujours produite même après le coucher du soleil.



**Figure II.7 :** Diagramme schématisé d'une centrale CSP avec la technologie PTC et avec système de stockage.

### II.6.1. Spécifications techniques de la centrale CSP de référence (Andasol-1)

Les performances de la centrale solaire Andasol-1 en Espagne ont été étudiées dans cette étude en tant que centrale de référence pour déterminer s'il serait possible de construire une centrale similaire dans l'environnement de M'Sila.

La centrale Andasol-1, construite par Solar Millennium, est la première centrale avec la technologie PTC au monde avec une technologie de stockage thermique [169]. Il est proche de Grenade dans le sud de l'Espagne. Il avait une capacité maximale de 50 MWe lors de son début de fonctionnement en 2010 [170]. Cette centrale couvre 477 acres au total. La centrale de référence

se compose principalement d'un champ solaire, d'un système de stockage et d'un bloc de puissance conventionnel.

Le champ solaire Andasol-1, qui a une surface totale réfléchissante de 510 120 m<sup>2</sup>, se compose de 624 Assemblages de collecteur solaire du type Flagsol Skal Eurotrough150, regroupé en 156 boucles, avec quatre collecteurs connectés en série dans chaque boucle [169]. Les miroirs cylindro-paraboliques en verre blanc courbé à revêtement argenté concentrent le rayonnement solaire environ 80 fois sur le tube récepteur. Les collecteurs solaires sont disposés du nord au sud et tournent autour de cet axe pour suivre le cours quotidien du soleil [107].

Le fluide caloporteur utilisé pour circuler à travers le tube récepteur est appelé therminol VP-1, qui est un mélange de biphényle (C<sub>12</sub>H<sub>10</sub>) et de phénoxy benzène (C<sub>12</sub>H<sub>10</sub>O). Ce fluide est chauffé par les rayons solaires capturés. Il s'écoule ensuite vers le bloc de puissance et, après avoir traversé un échangeur thermique, de la vapeur produit pour la turbine à vapeur (voir Figure II.7). Sa plage de températures de fonctionnement est de 12 °C à 400 °C. Lorsque la température tombe en dessous de 12 °C, elle gèle et lorsque la température monte à plus de 400 °C, elle se décompose. En dehors de cette plage opérationnelle, l'efficacité du tube récepteur à retenir la chaleur diminue.

Le système de stockage à la centrale Andasol-1 se compose de deux réservoirs circulaires chauds et froids qui sont chacun remplis de sel fondu, qui est composé de NaNO<sub>3</sub> à 60% et 40% de KNO<sub>3</sub> [170]. La chaleur supplémentaire qui n'est pas nécessaire pour produire de l'électricité est dirigée vers le sel fondu qui sera stocké dans un réservoir isolé sous forme de sel liquide pendant plusieurs heures. Cette énergie thermique peut être utilisée pour produire de la vapeur et produire de l'électricité pendant la nuit ou les jours nuageux. De plus, la turbine de la centrale peut fonctionner pendant environ 7,5 heures sur un réservoir complet de sel thermique [169].

Le composant qui génère de l'électricité dans les centrales CSP est appelé le bloc de puissance, et il se compose d'une turbine à vapeur qui fonctionne sur le cycle de Rankine de vapeur standard. La turbine à vapeur de type Siemens SST-700 connectée à un générateur électrique est alimentée par une vapeur à haute pression et à haute température produite par un certain nombre d'échangeurs de chaleur dans le bloc de puissance de la centrale de référence. Au moyen d'un système de refroidissement humide, la vapeur sortant le TAV est condensée en eau, qui est pompée vers des échangeurs pour le réchauffer et compléter le cycle.

Les principales données techniques de la centrale de référence sont présentées dans le Tableau II.2 et ont été collectées dans des études publiées dans la littérature [160,169–171].

**Tableau II.2 :** Données techniques de la centrale de référence (Andasol-1)

Description	Valeur
<b>Champ solaire</b>	
Surface d'ouverture du champ solaire	510,120 m <sup>2</sup>
Nombre de boucles	156
Type de fluide caloporteur	TherminolVP-1
Température d'entrée de la boucle	293°C
Température de sortie de boucle	393°C
<b>Collecteur</b>	
Type de collecteur	Euro Trough ET150
Longueur d'un seul collecteur	148.5 m
Largeur d'ouverture d'un collecteur	5.77 m
Distance focale	1.71 m
Distance entre les collecteurs	17.3 m
Réfectivité des miroirs	93.5%
Efficacité optique	75%
Nombre de collecteurs	624
Surface d'ouverture réfléchissante	817.5 m <sup>2</sup>
<b>Système de stockage</b>	
Heures de pleine charge du système de stockage	7.5 h
Fluide du système de stockage	Molten salt
Capacité du système de stockage	1085.53 MWh <sub>th</sub>
Température du réservoir froid	292°C
Température du réservoir chaud	386°C
<b>Bloc de puissance</b>	
Capacité nominale	50 MW <sub>e</sub>
Type de système de refroidissement	Refroidissement humide

## II.6.2. Caractéristiques de la centrale CSP à technologie PTC proposée à M'Sila et Tamanrasset

La centrale solaire à concentration objet de la deuxième partie de cette étude comprend 898 160 m<sup>2</sup> de réflecteur de champ solaire basé sur celui du modèle LS3. Ces réflecteurs sont équipés d'un tube récepteur de type Schott PTR70 2008. Les capteurs solaires LS3 sont orientés dans le sens nord-sud et son axe de direction est parallèle au plan horizontal. Le fluide caloporteur utilisé dans le champ solaire est le Therminol VP-1 et le sel fondu comme fluide de stockage, ces deux HTF traditionnels sont souvent utilisés dans les systèmes CSP pour la production d'électricité [1].

La centrale CSP proposée dispose d'un système de stockage sous la forme de deux réservoirs circulaires contenant du sel fondu composé de 60 % de nitrate de sodium (NaNO<sub>3</sub>) et de 40 % de nitrate de potassium (KNO<sub>3</sub>) [172]. Le système de stockage permet de fournir de l'énergie thermique au bloc de puissance lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent pendant le jour ou la nuit.

**Tableau II.3** : Les paramètres de conception initiaux de la centrale CSP proposée [25,173,174].

Caractéristiques	Valeur
<b>Champ solaire</b>	
Superficie totale des réflecteurs de champ solaire	898160 m <sup>2</sup>
Multiple Solaire	2
Fluide caloporteur	TherminolVP-1
Nombre de boucles	206
Surface d'une seule boucle	4360 m <sup>2</sup>
Température d'entrée de la boucle	293 °C
Température de sortie de la boucle	391 °C
Consommation d'eau par lavage	0.7 L/m <sup>2</sup>
Nombre de lavages par an	63
<b>Réflecteur</b>	
Type de réflecteur	Luz LS-3
Surface d'ouverture réfléchissante	545 m <sup>2</sup>
Largeur de réflecteur	5.75 m
Longueur de l'assemblage du réflecteur	100 m
Nombre de modules par assemblage	12
Longueur du module unique	8.33 m
<b>Récepteurs</b>	
Type de récepteur	Schott PTR 70 2008
Diamètre intérieur du récepteur	0.066 m
Diamètre extérieur du récepteur	0.07 m
Diamètre intérieur de l'enveloppe en verre	0.115 m
Diamètre extérieur de l'enveloppe en verre	0.12 m
<b>Cycle de puissance</b>	
Production d'électricité nette (plaque signalétique)	100 Mwe
La température de la vapeur entrant dans la turbine	391 °C
Température de sortie de vapeur de la turbine	293 °C
Type de système de refroidissement	Refroidissement humide
<b>Stockage thermique</b>	
Type de stockage	Two Tank
Heures de pleine charge du système de stockage	6 h
Capacité thermique du système de stockage	1870.79MWht
Température minimale du fluide de stockage	238 °C
Température maximale du fluide de stockage	593 °C
Fluide de stockage	Hitec Solar Salt

## II.7. Analyse énergétique et économique

Deux analyses, l'une énergétique et l'autre économique, sont menées dans la présente étude.

### II.7.1. Analyse énergétique

En supposant des conditions de fonctionnement en régime permanent, l'analyse énergétique basée sur les lois thermodynamiques est réalisée comme suit pour chaque composant des centrales CSP à technologie PTC étudiées :

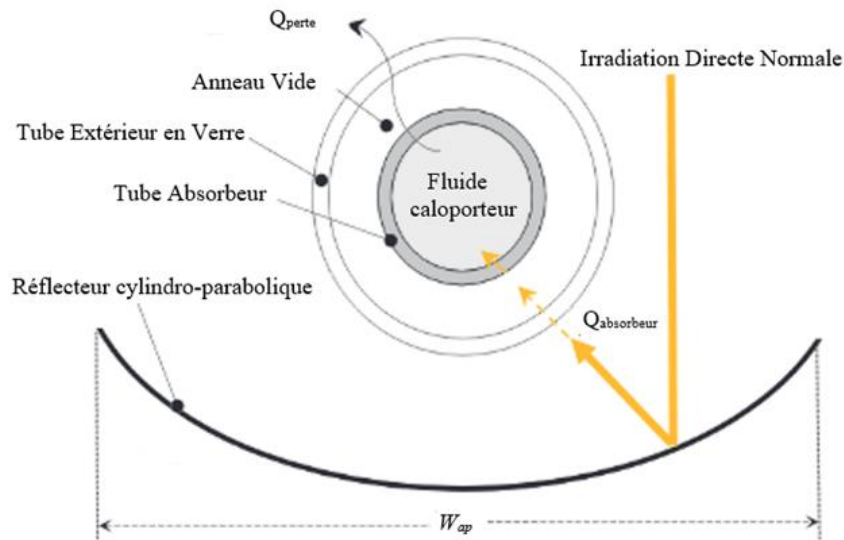
La puissance solaire radiative annuelle incidente  $P_{\text{soleil, incident}}$  sur la surface d'ouverture nette du champ solaire  $A_{\text{ap}}$  est donnée par [160]:

$$P_{\text{soleil, incident}} = \sum_{i=1}^{365} \sum_{j=0}^{23} \text{DNI}_{ij} A_{\text{ap}} \quad (1)$$

La formule suivante donne la surface nette d'ouverture du champ solaire [160] :

$$A_{\text{ap}} = W_{\text{ap}} L M N_{\text{lignes parallèles}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{SCA}}} A_{\text{collecteur},i} \quad (2)$$

Où  $W_{\text{ap}}$  est la largeur d'ouverture du collecteur illustrée à la Figure II.8,  $L$  est la longueur du collecteur,  $M$  est le nombre de rangées de collecteurs en série (voir Figure II.7),  $N_{\text{lignes parallèles}}$  est le nombre de lignes parallèles (voir Figure II.7), et  $N_{\text{SCA}}$  est le nombre total de collecteurs dans le champ solaire.



**Figure II.8 :** Vue en coupe transversale d'un collecteur cylindro-parabolique.

$\text{DNI}_{ij}$  est l'irradiation directe normale incidente sur la surface nette d'ouverture du champ solaire pendant l'heure  $j$  du jour  $i$ .

Le rayonnement incident sur la zone d'ouverture nette du champ solaire est supérieur à celui incident sur le tube absorbeur en raison des pertes optiques, qui minimisent l'absorption de chaleur par le collecteur cylindro-parabolique provenant de l'irradiation directe incidente. Ces deux grandeurs sont liées par le rendement optique  $\eta_{\text{optique}}$  du collecteur, donné comme suit :

$$\eta_{\text{optique}} = \frac{P_{\text{absorbeur}}}{P_{\text{soleil, incident}}} \quad (3)$$

Où  $P_{\text{absorbeur}}$  est la puissance annuelle reçue sur le tube absorbeur.

Le flux thermique absorbé par le fluide caloporteur est représenté par la puissance thermique délivrée par le collecteur cylindro-parabolique  $Q_u$ , qui représente également la puissance thermique incidente sur le tube absorbeur et celle perdue dans l'environnement, comme le montre la Figure II.8 [160,170]. Il est donné par :

$$Q_u = R_1 R_2 A_{\text{ap}} N_{\text{parallèle}} \left[ F_R (\tau\alpha)_n \text{IAM} I_{\text{beam}} - \frac{F_R U_L}{\text{ConcRat}} (T_{\text{ent}} - T_{\text{amb}}) \right] \quad (4)$$

Dans lequel,

$$R_1 = \frac{M \dot{m} C_{p \text{ fluid}}}{A_{\text{ap}}} \left( \frac{1 - e^{(-F' U_L A_{\text{ap}}) / (M \dot{m} C_{p \text{ fluid}})}}}{R_{\text{test}}} \right) \quad (5)$$

$$R_{\text{test}} = g_{\text{test}} C_{p \text{ fluid}} \left( 1 - e^{(-F' U_L / (g_{\text{test}} C_{p \text{ fluid}}))} \right) \quad (6)$$

$$F' U_L = \begin{cases} F_R U_L & \text{si } \frac{F_R U_L}{g_{\text{test}} C_{p \text{ fluid}} \text{ ConcRat}} \geq 1 \\ g_{\text{test}} C_{p \text{ fluid}} \left( 1 - e^{\left( \frac{F_R U_L}{g_{\text{test}} C_{p \text{ fluid}} \text{ ConcRat}} \right)} \right) & \text{si } \frac{F_R U_L}{g_{\text{test}} C_{p \text{ fluid}} \text{ ConcRat}} < 1 \end{cases} \quad (7)$$

$$\text{ConcRat} = \frac{A_{\text{ap}}}{A_{\text{absorbeur}}} \quad (8)$$

$$R_2 = \frac{1 - \left( 1 - \left( (R_1 A_{\text{ap}} F_R U_L) / (\dot{m} C_{p \text{ fluid}} M \text{ ConcRat}) \right) \right)^M}{M \left( (R_1 A_{\text{ap}} F_R U_L) / (\dot{m} C_{p \text{ fluid}} M \text{ ConcRat}) \right)} \quad (9)$$

Où  $F_R (\tau\alpha)_n$  représente le rendement lorsque le rayonnement solaire est absorbé par l'absorbeur et éliminé par le fluide caloporteur,  $F' U_L$  est le coefficient de perte modifié, IAM est le modificateur d'angle d'incidence,  $I_{\text{beam}}$  est la quantité de rayonnement solaire incident sur la surface du

capteur,  $T_{ent}$  est la température du HTF entrant dans le réseau de capteurs,  $T_{amb}$  est la température ambiante,  $ConcRat$  est le rapport de concentration entre la surface de l'ouverture et la surface de l'absorbeur, et  $\dot{m}$  est le débit massique du HTF.

À partir de ce qui précède, l'efficacité thermique de l'absorbeur  $\eta_{thermique}$  peut être définie comme le rapport entre la puissance acquise par le fluide caloporteur et celle incidente sur le tube absorbeur. La formule ci-dessous le fournit :

$$\eta_{thermique} = \frac{P_{fluide\ caloporteur}}{P_{absorbeur}} = 1 - \frac{P_{th,perde}}{P_{soleil} \eta_{optique}} \quad (10)$$

De même, l'efficacité du champ solaire  $\eta_{champ\ solaire}$  indiquée ci-dessous peut être identifiée comme le rapport entre la puissance acquise par le HTF et la puissance incidente sur la surface nette d'ouverture du champ solaire :

$$\eta_{champ\ solaire} = \frac{P_{fluide\ caloporteur}}{P_{soleil,incident}} \quad (11)$$

Il convient de noter que cette efficacité annuelle peut également être évaluée sur une base horaire, quotidienne et mensuelle.

La quantité d'irradiation directe normale qui est empêchée d'atteindre le collecteur par la défocalisation du miroir est connue sous le nom d'énergie déversée ou d'énergie thermique défocalisée totale résultant du champ solaire. La puissance rejetée  $Q_{rejetée}$  est fournie comme [160,170] :

$$Q_{rejetée} = A_{ap} DNI \eta_{optique} \eta_{déf} = \dot{m} C_{p,fluid} (T_{sort} - T_{max}) \quad (12)$$

Où  $T_{max}$  est la température la plus élevée à laquelle le fluide peut quitter le collecteur,  $\eta_{déf}$  est le rapport des unités SCA défocalisées, et  $T_{sort}$  est la température du HTF à la sortie du collecteur, donnée par [160,170] :

$$T_{sort} = \left\{ \begin{array}{ll} T_{ent} + \frac{Q_n}{\dot{m} C_{p,fluid}} & \text{si } \dot{m} > 0 \\ T_{amb} + F_R (\tau\alpha)_n IAM I_{beam} \frac{ConcRat}{F_R U_L} & \text{si } \dot{m} = 0 \end{array} \right\} \quad (13)$$

L'énergie déversée peut être simulée par le logiciel SAM sur une base horaire.

Compte tenu des pertes thermiques de l'échangeur de chaleur, l'efficacité nette du bloc de puissance  $\eta_{\text{net,PB}}$  montre dans quelle mesure l'apport thermique est converti en production électrique. Il se présente comme suit :

$$\eta_{\text{net,PB}} = \frac{P_{\text{élec,turb}} - P_{\text{élec,pompe}} - P_{\text{aux,cond}}}{(P_{\text{fluide caloporteur}} - P_{\text{perte,tuyauterie}})} = \frac{P_{\text{élec,net,PB}}}{(P_{\text{fluide caloporteur}} - P_{\text{perte,tuyauterie}})} \quad (14)$$

Où  $P_{\text{élec,turb}}$  est la puissance électrique produite par la turbine à vapeur en MW ;  $P_{\text{élec,pompe}}$  est le taux de consommation des pompes à condensats et à eau d'alimentation ;  $P_{\text{aux,cond}}$  est le taux de consommation du condenseur auxiliaire ;  $P_{\text{perte,tuyauterie}}$  est le taux de pertes thermiques dans la tuyauterie ; et  $P_{\text{élec,net,PB}}$  est la puissance nette du bloc de puissance en MW.

Le rapport entre l'énergie électrique générée par la centrale solaire et l'énergie solaire incidente sur le champ solaire est le rendement solaire/électrique global de la centrale  $\eta_{\text{global}}$ , qui est déterminé avec les autres rendements comme suit :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{optique}} \eta_{\text{thermique}} \eta_{\text{tuyauterie}} \eta_{\text{net,PB}} \eta_{\text{aux,champ solaire}} = \frac{P_{\text{élec,a}}}{P_{\text{soleil,incident}}} \quad (15)$$

$P_{\text{élec,a}}$  est la puissance électrique annuelle de la turbine à vapeur mesurée en MW ;  $\eta_{\text{aux,champ solaire}}$  est l'efficacité de l'auxiliaire du champ solaire, exprimant l'effet des consommations de suivi du champ solaire et des pompes de circulation sur la production nette de bloc de puissance ; et  $\eta_{\text{tuyauterie}}$  est l'efficacité de la tuyauterie, évaluant l'effet des pertes thermiques dans la tuyauterie, y compris celles qui se produisent la nuit, sur le fluide caloporteur utilisé pour transférer l'énergie.

La capacité de stockage du système de stockage d'énergie thermique, mesurée en heures d'énergie thermique délivrée au niveau d'entrée thermique de la conception du bloc de puissance, est connue sous le nom d'heures à pleine charge du système TES. Il est calculé comme suit [160] :

$$Q_m^{\text{TES}} = N_h^{\text{TES}} \frac{P_{\text{élec,PB}}}{\eta_{\text{PB}}} \quad (16)$$

Où  $Q_m^{TES}$  est la capacité de système TES,  $N_h^{TES}$  est le nombre d'heures à pleine charge du système TES, et  $P_{clc,pb}$  est la puissance de sortie du bloc de puissance.

Le multiple solaire (SM), donné comme suit, est le rapport entre la puissance thermique produite par le champ solaire au point de conception  $P_{th, champ\ solaire}$  et le besoin en puissance thermique du bloc de puissance  $P_{th, ent, pb}$  aux conditions nominales, et il peut être exprimé comme suit [175] :

$$SM = \frac{P_{th, champ\ solaire}}{P_{th, ent, pb}} \quad (17)$$

Le multiple solaire et la capacité de stockage thermique sont deux facteurs de conception essentiels à une analyse annuelle de sensibilité des performances d'une centrale ainsi qu'à une évaluation économique.

Pour l'étude des performances technico-économiques et optimisation d'une centrale solaire à concentration dans les conditions climatiques algériennes (M'Sila et Tamanrasset), la valeur du SM est fixée à 2 et les heures à pleine charge du système de stockage sont considérées comme étant de 6 h. La conception initiale de la centrale CSP à technologie PTC de 100 MW avec système de stockage a été réalisée afin d'évaluer ses performances dans les villes de Tamanrasset et M'Sila.

Les Valeurs optimales du multiple solaire et les heures à pleine charge du système de stockage seront obtenues grâce au processus d'optimisation de la conception initiale.

## II.7.2. Analyse économique

Vérifier la viabilité économique des projets d'énergie solaire concentrée, quelle que soit la source de financement, est l'objectif de l'analyse économique. Les concepteurs de projets peuvent réduire leurs risques en l'utilisant pour avoir une compréhension générale des limites potentielles de leurs projets.

L'enquête actuelle a utilisé le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE), le principal indicateur économique utilisé entre autres pour évaluer la viabilité économique des centrales CSP. Le LCOE est un paramètre fondamental pour évaluer la performance économique des centrales CSP [143]; Il est indiqué comme le coût unitaire de l'électricité (cents dollar/kWh) sur la durée de

vie actuelle de la centrale [108]. La formule suivante est utilisée pour calculer le coût actualisé de l'électricité [174]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}} \quad (18)$$

Où :  $I_0$  est les dépenses d'investissement initiales,  $C_n$  est le coût total annuel pour l'année  $n$ ,  $Q_n$  est l'électricité produite par la centrale électrique pour l'année  $n$ ,  $N$  est la durée de vie de la centrale CSP proposé et  $d$  est le taux d'actualisation.

Les hypothèses et les données économiques utilisées dans les simulations sur le logiciel SAM pour toutes les centrales CSP sont présentées dans le Tableau II.4.

**Tableau II.4 :** Les principaux paramètres d'entrée financière utilisés dans l'analyse économique de toutes les centrales CSP étudiées [5,9,25,108,176].

Données financières	Valeur
Période d'analyse	30 ans
Durée du prêt	20 ans
Taux de prêt	8 années
Taux d'inflation	4,6%/an en 2018
Taux d'actualisation réel	4%/an en 2018
Taux d'actualisation nominal	8,78%/an
Taux d'assurance	0,3 % du coût installé
Taxe de vente	5 % du coût installé
Taux d'imposition national	15%/an
<b>Coûts directs</b>	
Améliorations du site	15 \$/m2
Coût du champ solaire	150\$/m2
Coût du système de fluide caloporteur	60 \$/m2
Coût de système de stockage d'énergie thermique	65 \$/kWh
Bloc de puissance	1150 \$/kWh
Contingence	10% des coûts directs
<b>Coûts indirects</b>	
Ingénierie, approvisionnement et gestion de construction	13% des coûts directs
D'autres coûts	3,5% des coûts directs

## II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, les spécifications techniques de la centrale solaire de référence (ANDASOL-1) ont été présentées, ainsi que les caractéristiques de la conception proposée dans les deux sites sélectionnés (Msila et Tamanrasset) pour la centrale CSP. Nous avons ensuite abordé la description mathématique des centrales CSP. Deux analyses ont également été menées dans le

cadre de cette étude, l'une sur l'énergie et l'autre sur l'économie. De plus, nous avons découvert à travers ce chapitre que le coût moyen actualisé de l'électricité est la mesure de performance économique la plus fréquemment utilisée pour les centrales de production d'électricité en particulier les centrales CSP. Il s'agit d'une mesure standard utilisée non seulement pour les CSP ou d'autres systèmes d'énergie renouvelable, mais pour toute forme de technologie de production d'énergie.

# Chapitre III

*Résultats*

*Et*

*Discussions*

### **III.1. Introduction**

Ce chapitre donne les différents résultats obtenus à partir de la conception et de la simulation des centrales CSP étudiées.

La première partie de ce chapitre est consacrée à la possibilité de mettre en œuvre une centrale CSP utilisant la technologie PTC dans la région de M'Sila au nord de l'Algérie, basée sur la conception de la centrale électrique de référence (Andasol-1) dans le sud de l'Espagne, d'une capacité de 50 MW, contenant un système de stockage d'une capacité de 7,5 heures. La centrale de référence est simulée dans son emplacement d'origine (Espagne) afin de valider les résultats du logiciel SAM avec les sorties réelles de la centrale. Dans l'étape suivante, les performances techniques de la centrale étudiée sur le site sélectionné (ville de M'Sila) ont été simulées et comparées à celles de la centrale de référence (Andasol-1), afin d'évaluer l'avantage final du site de M'Sila, en tant que site propice au déploiement de ce type de centrale, par rapport au sud de l'Espagne. Enfin, une analyse économique a été réalisée pour la centrale électrique proposée à M'Sila. L'évaluation économique des centrales CSP est très importante pour vérifier la faisabilité économique des projets CSP quelle que soit la source de financement, c'est pourquoi nous avons mené une étude économique.

L'objectif principal de la deuxième partie de ce chapitre est de la conception, l'analyse et l'optimisation des performances d'une centrale CSP basée sur la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques d'une capacité de 100 MW équipée d'un système de stockage d'énergie thermique ont été réalisées, dans deux sites représentatifs en Algérie (Tamanrasset et M'Sila). En plus de réaliser le processus d'optimisation de la conception initiale des deux centrales électriques en trouvant les valeurs optimales du multiple solaire et les heures de pleine charge du système de stockage, dans le but d'augmenter la production annuelle d'énergie et de réduire le coût actualisé de l'électricité. Afin de simuler les performances techniques et économiques des centrales étudiées, le logiciel SAM a été utilisé.

### **III.2. Performances d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila**

Les performances techniques de la centrale étudiée sur le site sélectionné (ville de M'Sila) ont été simulées et comparées à celles de la centrale de référence (Andasol-1), afin d'évaluer

l'avantage final du site de M'Sila, en tant que site propice au déploiement de ce type de centrale, par rapport au sud de l'Espagne.

### III.2.1. Validation des résultats

L'objectif de cette section est de comparer les résultats de la simulation du logiciel SAM pour la centrale de référence Andasol-1, située dans le sud de l'Espagne, avec les résultats réels et simulés publiés par Herrmann et al. [171], Bataineh et al. [177] et Sultan et al. [160] afin de montrer la précision du processus de simulation. Il y a des écarts raisonnables, comme le montre le tableau III.1, qui affiche nos résultats de simulation ainsi que des données réelles et simulées pour la centrale Andasol-1 publiée dans la littérature.

**Tableau III.1** : Résultats sur le fonctionnement de la centrale Andasol-1 dans les conditions climatiques de son emplacement, à la fois réelles et simulées.

Description	Unité	Données publiées par Herrmann et al. [171]	Données publiées par Bataineh et al. [177]	Données publiées par Sultan et al. [160]	Notre simulation
Irradiation directe normale	kWh/m <sup>2</sup> /an	2202	2052	2033.3	2034.7
Irradiation solaire annuelle sur le champ solaire	MWh/an	1,105,430	—	1,037,586.6	1,037,932
Puissance thermique annuelle du champ Solaire	MWh/an	510,030	—	479,609.8	473,996.5
Production nette annuelle d'électricité	MWh <sub>e</sub> /an	157,206	153,560.0	151,569.8	151.282.5
Efficacité annuelle du champ solaire	%	46.1	44.2	46.2	45.7
Efficacité globale annuelle	%	14.7	13.1	14.6	14.6
Nombre d'heures à pleine charge de la turbine à vapeur	h	3144	3098	3003	3056
Consommation totale d'eau	m <sup>3</sup> /an	612,000.00	—	508,949.0	584,541.0

Les écarts de pourcentage pour la performance de la centrale CSP de référence espagnole entre les résultats simulés pris en considération (mentionnés dans le tableau III.2) et les données réelles sont affichés dans le tableau III.1. Notre simulation, comme on peut le voir, s'approche de celle de Sultan et al. [160], qui, dans l'ensemble, n'est pas trop loin des données réelles rapportées par Herrmann et al. [171], en particulier en termes d'efficacité globale annuelle de la centrale, la puissance thermique du champ solaire, et l'efficacité annuelle du champ solaire. En effet, pour tous les paramètres étudiés, la différence entre nos résultats de simulation et les résultats opérationnels

réels de la centrale Andasol-1 est inférieur à 9%. Étant donné que le logiciel de simulation SAM peut prédire avec précision les données réelles de la centrale de référence, elle sera utilisée dans les sections suivantes pour évaluer les performances de la centrale solaire dans le climat de M'Sila et la comparer à la centrale de référence Andasol-1 dans l'Espagne et, d'autre part aux travaux simulés de la même centrale dans différentes parties du monde.

**Tableau III.2 :** Différences en pourcentage entre les résultats rapportés liés aux performances de la centrale de référence dans le cadre du climat de son emplacement.

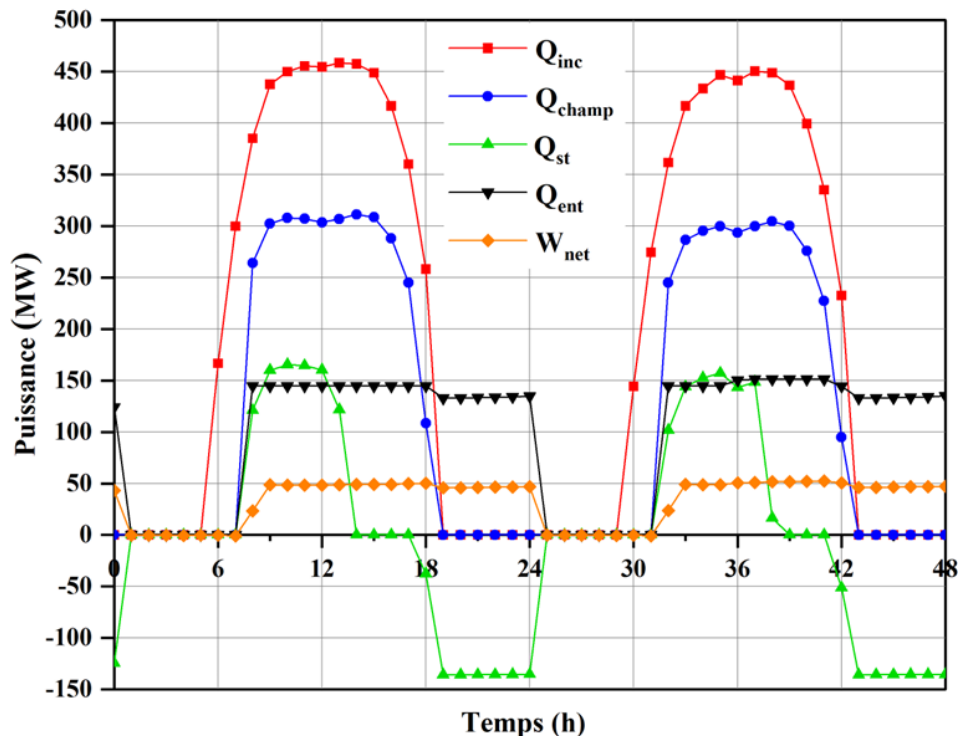
La différence en %						
	Bataineh et al. [177] Comparé à	Sultan et al. [160] comparé à		Les résultats de simulation de ce travail comparés à		
Description	Herrmann et al. [171]	Herrmann et al. [171]	Bataineh et al. [177]	Herrmann et al. [171]	Bataineh et al. [177]	Sultan et al. [160]
Irradiation directe normale	- 7.31	- 8.30	- 0.92	- 8.22	- 0.85	0.07
Irradiation solaire annuelle sur le champ solaire	—	- 6.54	—	- 6.5	—	0.03
Puissance thermique annuelle du champ Solaire	—	- 6.34	—	- 7.6	—	—
Production nette annuelle d'électricité	- 2.37	-3.72	-1.31	-3.92	-1.51	-0.19
Efficacité globale annuelle	- 12.21	- 0.68	10.27	- 0.69	10.27	0.0
Efficacité annuelle du champ solaire	- 4.29	0.22	4.33	-0.88	3.28	-1.1
Nombre d'heures à pleine charge de la turbine à vapeur	-1.48	-4.70	-3.16	-2.8	-1.35	1.76
Consommation totale d'eau	—	- 20.25	—	- 4.7	—	12.93

### III.2.2. Simulation de la centrale d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila

La partie suivante explique comment la puissance varie dans les différents composants de la centrale solaire simulée d'Andasol-1 lorsqu'elle fonctionne à M'Sila. Pour cela, deux journées représentatives de chaque saison ont été sélectionnées pour être étudiées en profondeur en plus des performances mensuelles et annuelles. Les puissances suivantes ont été considérées dans cette étude comme paramètres de fonctionnement :

- $Q_{inc}$  Est l'énergie solaire incidente sur le champ solaire par unité de temps,
- $Q_{champ}$  Est l'énergie thermique produite par le champ solaire par unité de temps,
- $Q_{ent}$  Est l'énergie thermique qui entre dans le bloc de puissance par unité de temps,
- $Q_{st}$  Est la variation de la quantité d'énergie thermique dans le système de stockage par unité de temps,
- $W_{net}$  Est la puissance électrique nette produite par la centrale solaire.

La figure III.1 montre les paramètres de fonctionnement de la centrale CSP simulée pendant deux jours d'été typiques. Comme on le voit, le soleil tombe sur le champ solaire de 5h00 à 19h00. Durant cette période, la puissance solaire incidente passe de 0 MW<sub>th</sub> au lever du soleil à un pic d'environ 450 MW<sub>th</sub> entre 10h00 et 15h00, et retombe à 0 MW<sub>th</sub> au coucher du soleil. L'énergie solaire incidente sur le champ solaire et l'énergie thermique générée par le champ solaire ont la même forme. En effet, l'énergie thermique produite par le champ solaire commence à augmenter à 7h00 pour atteindre un pic d'environ 300 MW<sub>th</sub> entre 9h00 et 15h00, puis commence à diminuer à mesure que le soleil se dirige vers l'ouest. De plus, elle est supérieure à 250 MW<sub>th</sub> de 8h00 à 16h00.



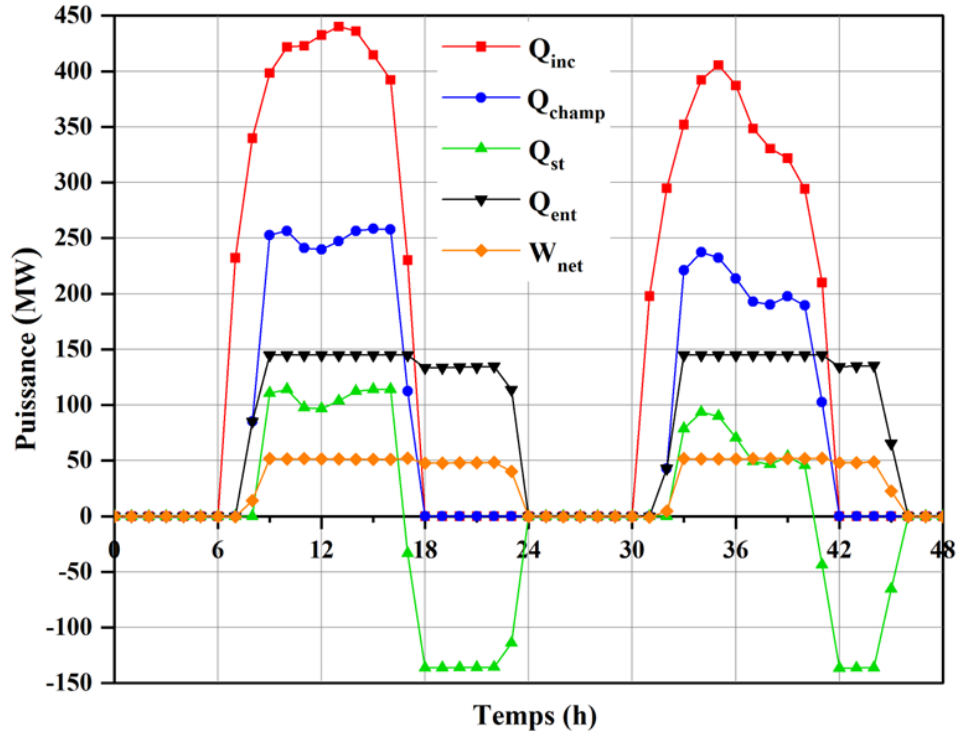
**Figure III.1** : Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs de l'été.

Comme le montre la figure III.1, la quantité d'énergie thermique stockée par unité de temps peut avoir des valeurs positives ou négatives selon qu'elle est en phase de charge ou de décharge. La valeur positive du système de stockage provient de l'énergie thermique excédentaire au niveau du bloc de puissance qui est transférée au système TES pendant la journée (période de charge). Néanmoins, l'utilisation par la chaudière de l'énergie stockée pour produire de la vapeur après le coucher du soleil explique sa valeur négative (durée de décharge). De plus, lorsque la puissance thermique générée par le champ solaire n'est pas suffisante pour répondre aux besoins du bloc de puissance, c'est-à-dire après 18h00, l'énergie thermique stockée dans le système TES prend le relais et commence à fournir de l'énergie au bloc de puissance (déchargement) jusqu'à 1h00 du matin le lendemain. En fournissant une puissance thermique de 135 MW<sub>th</sub>, le système TES prolonge la production d'électricité pendant six heures après le coucher du soleil.

La production nette d'électricité commence à 7h30 et reste quasiment constante à 50 MW<sub>e</sub> de 9h00 à 18h00. Ensuite, elle chute de 5 MW<sub>e</sub> pour osciller autour de 45 MW<sub>e</sub> pendant six heures avant de s'arrêter jusqu'à retrouver sa pleine capacité après le lever du soleil le lendemain. De plus, comme le montre la figure III.1, l'utilisation d'un échangeur de chaleur dans les centrales CSP avec un système de stockage pour fournir plus de chaleur entraîne une baisse de la température du fluide de stockage de chaleur. Ceci, combiné aux pertes de chaleur au niveau du réservoir de stockage thermique, réduit légèrement la quantité d'électricité produite après 18h00.

La puissance thermique nécessaire à la chaudière pour produire de la vapeur et la puissance électrique générée par le bloc de puissance suivent le même schéma (figure III.1). De plus, la puissance thermique entrant dans le bloc de puissance commence à augmenter à partir de 7h00 et culmine à environ 145 MW<sub>th</sub> entre 8h00 et 18h00. Après une brève baisse à 134 MW<sub>th</sub> pendant six heures, elle s'arrête jusqu'à atteindre sa capacité maximale après le lever du soleil le lendemain.

Les caractéristiques de fonctionnement de la centrale CSP simulée sont présentées sur la figure III.2 pour deux jours de printemps typiques. Comme on le voit, le champ solaire reçoit le rayonnement solaire de 6h00 à 18h00. Au lever du soleil, la puissance solaire incidente est nulle ( $Q_{inc} = 0$  MW<sub>th</sub>). Elle culmine (plus de 400 MW<sub>th</sub>) vers midi et diminue jusqu'à zéro MW<sub>th</sub> au coucher du soleil. L'énergie générée par le champ solaire par unité de temps commence à augmenter à partir de 7h00, atteint un maximum, puis diminue à mesure que le soleil se déplace vers l'ouest. De plus, sa valeur est de plus de 200 MW<sub>th</sub> de 9h00 à 16h00.

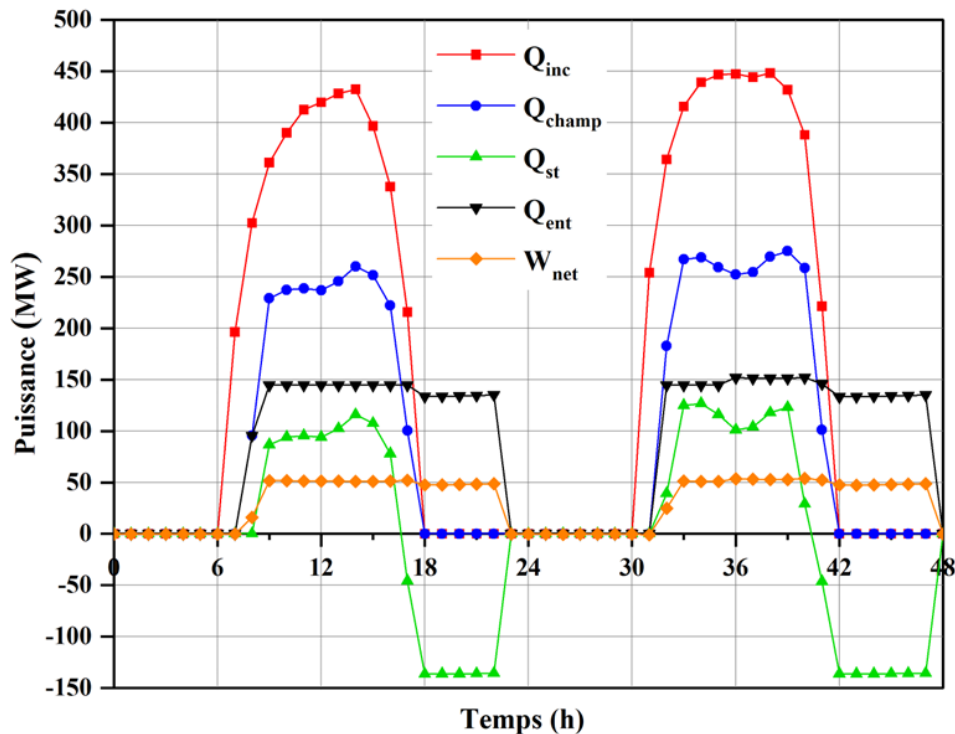


**Figure III.2 :** Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs au printemps.

L'énergie thermique entrant dans le bloc de puissance par unité de temps commence à augmenter à partir de 7h00 et culmine à environ 145 MW<sub>th</sub> entre 9h00 et 17h00. Après une brève baisse jusqu'à 134 MW<sub>th</sub> pendant cinq heures, elle commence à diminuer et s'arrête jusqu'à atteindre sa capacité maximale après le lever du soleil le lendemain. A 8h00, la production électrique est de 14 MW<sub>e</sub>. Elle monte ensuite jusqu'à environ 50 MW<sub>e</sub> et reste stable à ce niveau pendant neuf heures soit jusqu'à 17h00. Elle chute ensuite à environ 45 MW<sub>e</sub> et y reste jusqu'à 23h00, puis s'arrête à minuit. De plus, après 18h00, l'énergie thermique stockée dans le système TES commence à fournir de l'énergie au bloc de puissance (déchargement) jusqu'à 23h00. En fournissant une puissance thermique de 132 MW<sub>th</sub>, le système TES prolonge la production d'électricité pendant six heures après le coucher du soleil.

La figure III.3 illustre que tout au long des deux jours typiques d'automne, le champ solaire reçoit le rayonnement solaire de 6h00 à 18h00, comme au printemps. De plus, l'énergie solaire incidente sur le champ solaire dépasse la valeur de 350 MW<sub>th</sub> entre 9h00 et 15h00. L'énergie générée par le champ solaire fonctionne exactement comme au printemps. Sa valeur la plus élevée est cependant supérieure à 200 MW<sub>th</sub> entre 9h00 et 16h00. L'énergie thermique du bloc de

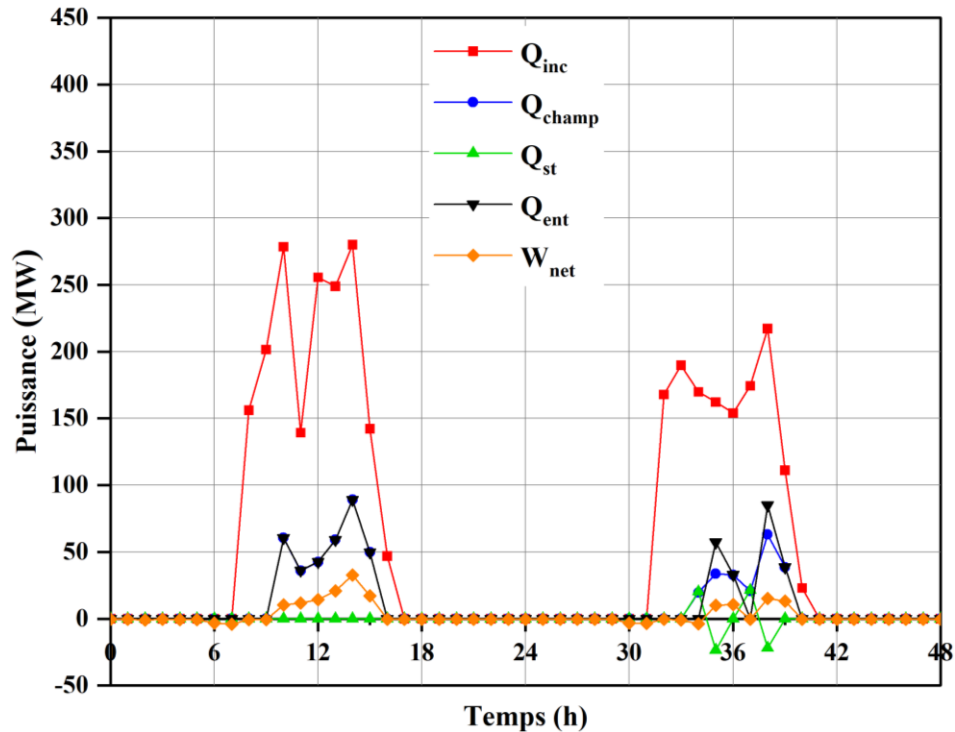
puissance entre avec les mêmes caractéristiques qu'au printemps. A 8h00, la production électrique est de 16 MW<sub>e</sub>. Elle monte ensuite jusqu'à environ 50 MW<sub>e</sub> et y reste pendant neuf heures, soit jusqu'à 17h00. Ensuite, elle diminue jusqu'à environ 45 MW<sub>e</sub> et y reste jusqu'à 22h00, après quoi elle s'arrête à 23h00. De plus, le système de stockage d'énergie thermique fournit 134 MW<sub>th</sub> de puissance thermique, prolongeant la durée de production d'électricité de cinq heures après le coucher du soleil. D'après ce qui précède, le comportement général de la centrale solaire au printemps et à l'automne est presque le même.



**Figure III.3 :** Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs de l'automne.

La figure III.4 montre que tout au long des deux journées d'hiver typiques, le champ solaire reçoit le rayonnement solaire de 9h00 à 17h00. Il s'agit de la durée d'ensoleillement annuelle la plus courte du champ solaire. Par ailleurs, entre 9h00 et 15h00, l'énergie solaire incidente sur le champ solaire, qui culmine vers midi, est supérieure à 250 MW<sub>th</sub> et inférieure à 300 MW<sub>th</sub>. En raison des pertes de chaleur dans son environnement froid, la puissance thermique du champ solaire ne dépasse pas 90 MW<sub>th</sub> en hiver. De plus, il n'y a pratiquement aucune différence entre la puissance thermique du champ solaire et celle entrant dans le bloc de puissance. La saison hivernale entraîne une diminution de la production d'électricité par rapport aux autres saisons ; il commence à 9h00

et dure jusqu'à 15h00, moment auquel il commence à décliner et se termine dès que le soleil se couche. De plus, durant la majeure partie de la saison hivernale, la production d'électricité est limitée à six heures par jour. Le système TES ne permet pas de prolonger la durée de production d'électricité après la tombée de la nuit puisque la quantité d'énergie thermique stockée est faible, voire inexistante.

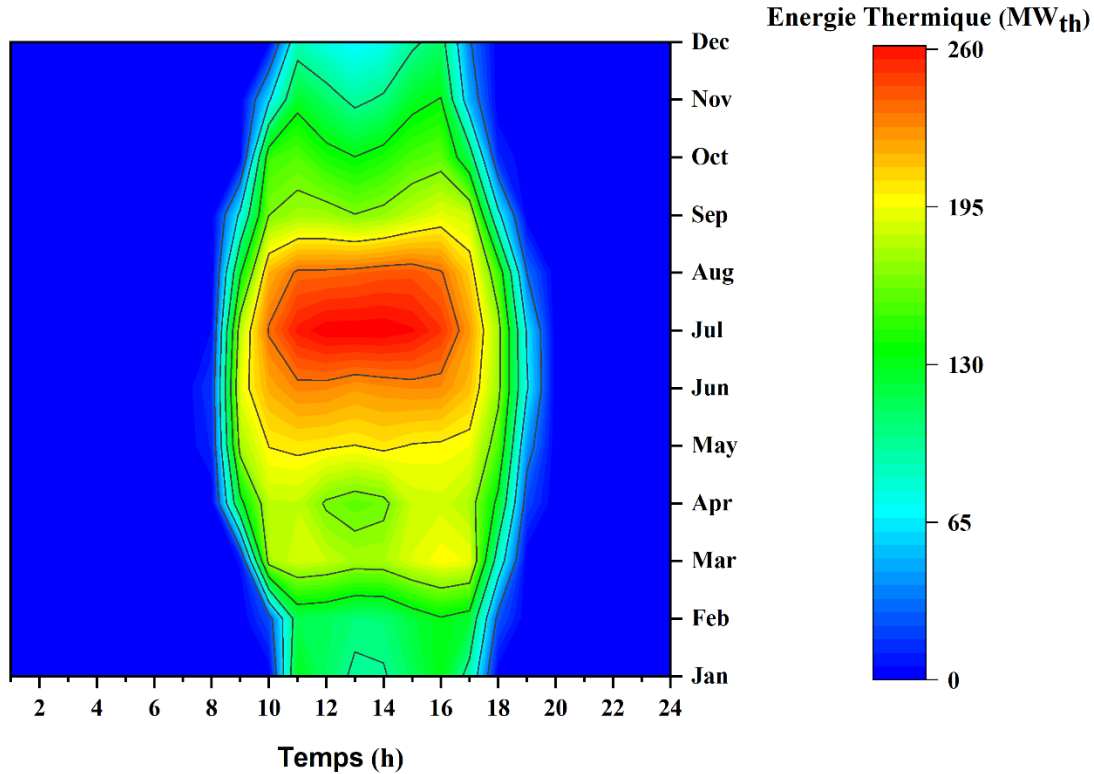


**Figure III.4 :** Flux de puissance dans plusieurs phases d'une centrale solaire simulée pendant deux jours représentatifs en hiver.

Le fonctionnement d'Andasol-1, lorsqu'il est situé à M'Sila, est assez similaire à celui de la même centrale mais située dans deux autres régions d'Afrique du Nord : Tataouine (Tunisie) [4] et Tajoura (Libye) [100].

La répartition horaire annuelle de l'énergie thermique générée par le champ solaire est présentée à la figure III.5. Comme on peut le constater, le pic horaire de production d'énergie thermique du champ solaire se produit pendant les mois d'été (de juin à août), avec des valeurs allant de 229 à 267 MW<sub>th</sub>/heure. Toutefois, ce pic est le plus bas pendant les mois d'hiver. En effet, elle ne dépasse pas 150 MW<sub>th</sub>/heure. De plus, les saisons de printemps et d'automne enregistrent des valeurs comprises entre 135 MW<sub>th</sub>/h et 204 MW<sub>th</sub>/h pour le pic horaire de production d'énergie thermique du champ solaire. Par ailleurs, le champ solaire Andasol-1, lorsqu'il est installé à M'Sila,

génère de l'énergie thermique de 11h00 à 17h00 tout au long de l'année, variant entre 77,70 MW<sub>th</sub> et 256 MW<sub>th</sub> en moyenne. En mai, juin et juillet, la production d'énergie thermique peut durer jusqu'à 11 heures, commençant à 8 heures et se terminant à 19 heures.

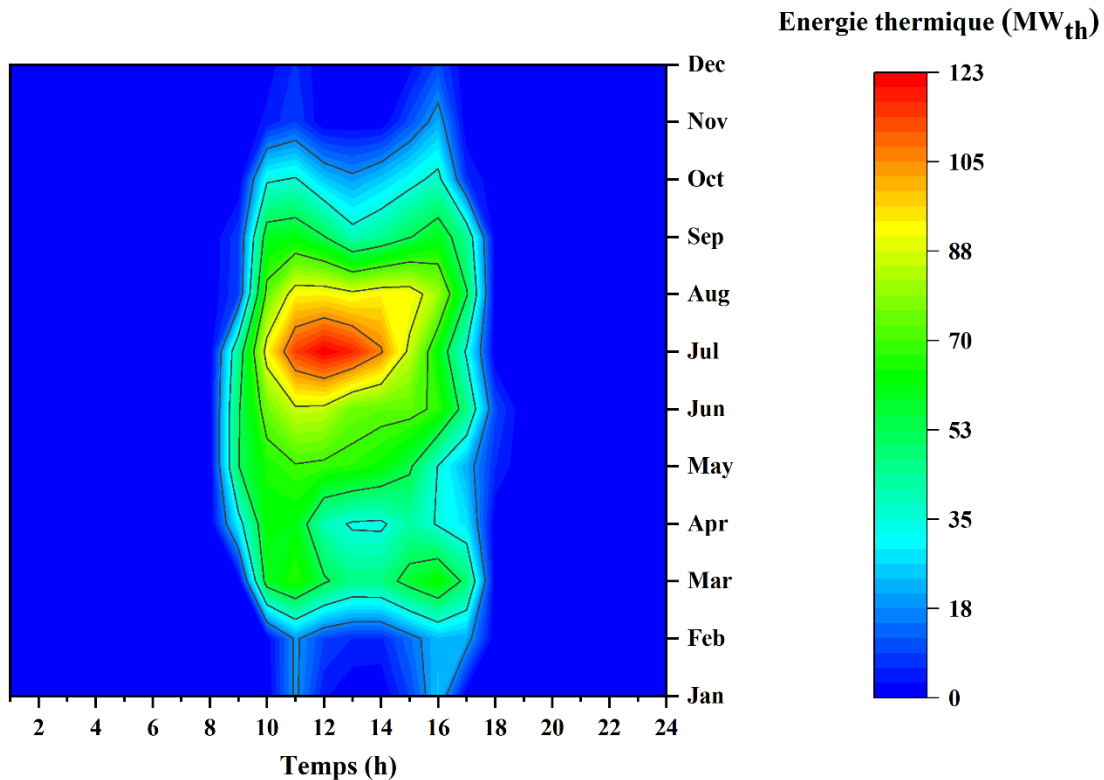


**Figure III.5 :** Répartition horaire annuelle de l'énergie thermique générée par le champ solaire d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila.

La production d'énergie thermique du champ solaire Andasol-1 installé à M'Sila varie tout au long de l'année. En effet, ce champ solaire garantit la production d'énergie thermique la plus élevée en été et la plus faible en hiver, avec des valeurs moyennes de 2292 et 728 MW<sub>th</sub> (l'énergie thermique totale produite par le champ solaire pour une journée représentative de l'été), respectivement. De plus, la production moyenne d'énergie thermique au printemps est plus élevée qu'en automne, avec des valeurs moyennes de 1746 et 1178 MW<sub>th</sub>, respectivement.

La figure III.6 montre l'énergie disponible dans le système de stockage thermique de la centrale Andasol-1 proposée à M'Sila au cours de l'année sur une base horaire. Il est évident que, compte tenu de sa corrélation directe avec le niveau du DNI, le système TES est inefficace en hiver et crucial en été, avec des valeurs moyennes de 57 et 703 MW<sub>th</sub>, respectivement. De plus, l'énergie thermique horaire maximale dans le système de stockage thermique, qui varie de 86 à 123

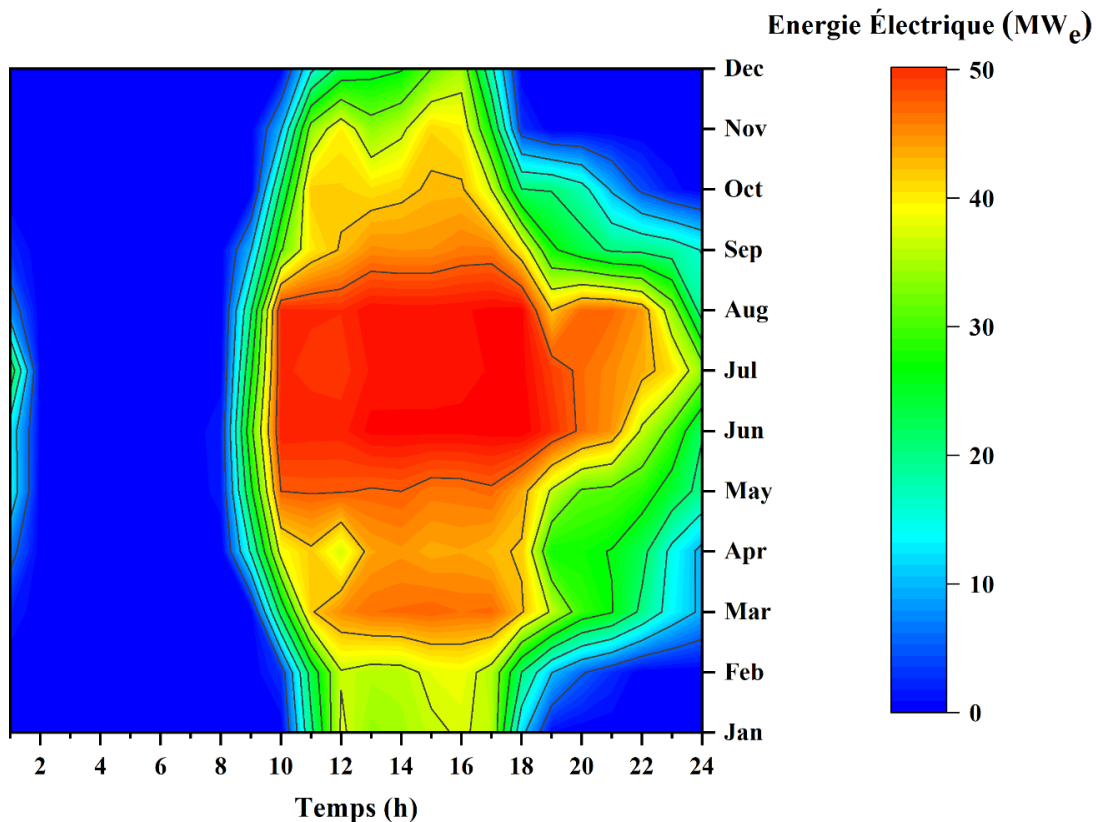
$MW_{th}/heure$ , se produit évidemment en été (de juin à août). Néanmoins, pendant les mois d'hiver, cette pointe est au plus bas puisqu'elle ne dépasse pas  $25 MW_{th}/heure$ . Par ailleurs, le pic horaire d'énergie thermique du système de stockage est enregistré entre  $21 MW_{th}/heure$  et  $70 MW_{th}/heure$  au printemps et en automne. Par ailleurs, une fois érigé à M'Sila, le système de stockage de la centrale électrique d'Andasol-1 stocke l'énergie thermique toute l'année de 11h00 à 16h00, entre  $3 MW_{th}$  et  $102 MW_{th}$  en moyenne. Le système TES accumule de l'énergie thermique de 9h00 à 17h00 d'avril à septembre, voire jusqu'à 18h00 en mai et juin.



**Figure III.6 :** Répartition horaire annuelle de l'énergie thermique accumulée par le système de stockage d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila.

La distribution horaire annuelle de l'énergie électrique générée par la centrale solaire proposée à M'Sila, qui est l'énergie électrique finale prête à être livrée au réseau, est représentée dans la figure III.7. Comme on le voit, la centrale électrique d'Andasol-1, lorsque située à M'Sila, produit le plus d'électricité en été et le moins en hiver, avec des valeurs moyennes de  $745$  et  $235 MW_e$ , respectivement. De plus, la production moyenne d'énergie électrique au printemps est supérieure à celle de l'automne, soit en moyenne respectivement  $562$  et  $389 MW_e$ . Il est clair que les mois d'été de juin à août correspondent au pic horaire de production d'électricité, qui atteint en

moyenne 50 MW<sub>e</sub>/heure. Toutefois, ce pic est au plus bas en hiver car il ne dépasse jamais 40 MW<sub>e</sub>/heure. Par ailleurs, au printemps et à l'automne, la pointe horaire de production d'électricité varie de 41 MW<sub>e</sub>/heure à 48 MW<sub>e</sub>/heure. De plus, lorsque la centrale Andasol-1 est installée à M'Sila, elle produit de l'électricité toute l'année de 11h00 à 17h00, avec une puissance moyenne allant de 25 MW<sub>e</sub> à 50 MW<sub>e</sub>. Elle peut atteindre 16 heures de production, voire plus, d'avril à septembre en raison des conditions météorologiques favorables et du système de stockage d'énergie (TES), comme vu ci-dessus.

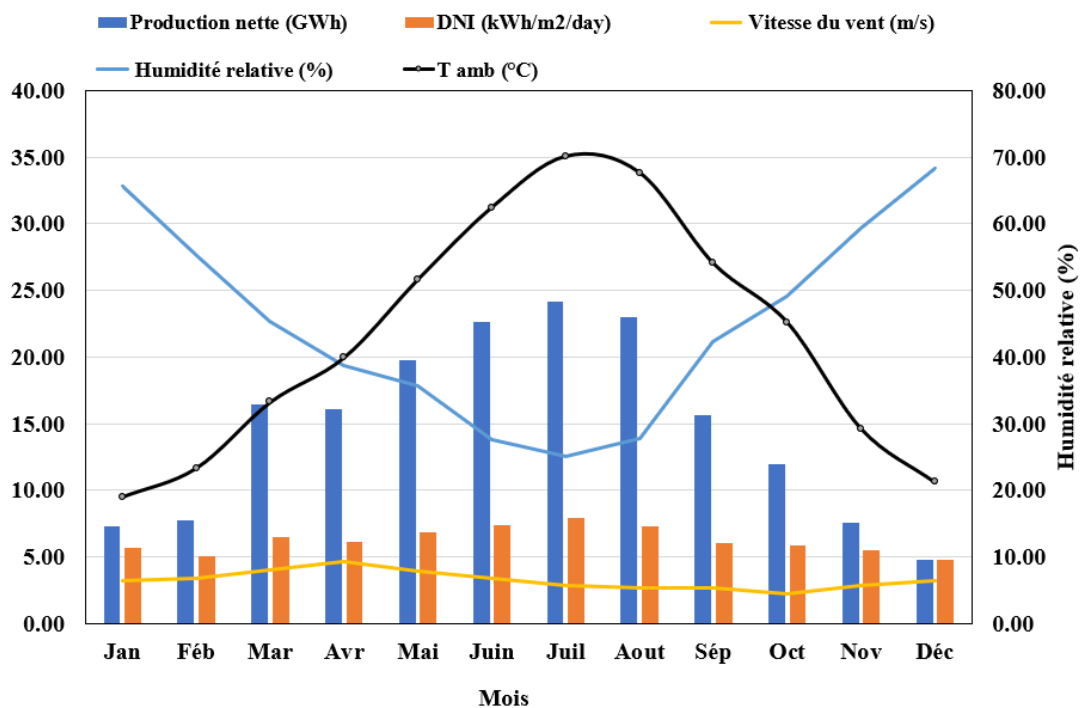


**Figure III.7 :** Répartition horaire annuelle de la production électrique d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila.

La figure III.8 présente la production mensuelle nette d'électricité de la centrale CSP (Andasol-1) proposée en conjonction avec les conditions météorologiques à M'Sila. Comme on l'a vu, la centrale Andasol-1 de M'Sila génère 24,15 GWh d'énergie électrique à son maximum en juillet et 4,81 GWh à son minimum en décembre. Ces valeurs correspondent respectivement au DNI mensuel maximum et minimum enregistré à M'Sila. De plus, à mesure que la température ambiante augmente, la production électrique nette augmente également, et vice versa. De plus,

l'humidité relative et la production nette d'électricité sont inversement liées. L'humidité relative la plus basse coïncide pratiquement avec la productivité maximale, et vice versa. Cependant, la production nette d'électricité n'est pas impactée par le vent puisqu'il souffle à moins de 4 m/s la plupart du temps à M'Sila, sauf en avril (le mois le plus venteux), où la production enregistre une légère baisse. Nos résultats sont en accord avec ceux rapportés dans la littérature [100,160,170] concernant l'effet du DNI et de la température ambiante sur le fonctionnement d'Andasol-1 (la production nette d'électricité) dans différentes régions du monde. En outre, contrairement aux études qualitatives existantes citées ci-dessus, nous suggérons d'utiliser une régression linéaire pas à pas – une étude quantitative – pour identifier les facteurs météorologiques qui ont l'effet le plus significatif sur la production d'électricité propre de M'Sila.

Les résultats de la régression linéaire pas à pas sur l'impact des conditions météorologiques sur la puissance de production d'Andasol-1, lorsqu'il est situé à M'Sila, sont présentés dans le tableau III.3. Comme on l'a vu, le DNI, la température et l'humidité relative sont des facteurs importants affectant la production d'électricité à M'Sila puisque leurs valeurs P sont inférieures à 0,05 (niveau significatif). Par ailleurs, cette analyse statistique réaffirme que, lorsqu'elle est située à M'Sila, la vitesse du vent n'a pas d'impact perceptible sur la production de la centrale.



**Figure III.8 :** Production nette mensuelle d'électricité de la centrale d'Andasol-1 en fonction des conditions météorologiques à M'Sila

**Tableau III.3** : Effet des conditions météorologiques sur la puissance de sortie d'Andasol-1 à l'aide d'une régression linéaire pas à pas.

Regression Statistics					
Multiple R	0,991				
R Square	<b>0,982</b>				
Adjusted R Square	0,979				
Standard Error	2,632				
Observations	24				
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	3	7512,461	2504,154	361,583	<b>0,000</b>
Residual	20	138,511	6,926		
Total	23	7650,971			
	Coefficients		Standard Error	t Stat	P
Intercept	287,0336794		95,20558914	3,014882656	<b>0,00684</b>
Données horaires : irradiation directe normale (W/m <sup>2</sup> )	0,008920514		0,003467863	2,572337228	<b>0,01818</b>
Données horaires : la température ambiante (°C)	-5,481630697		2,510739957	-2,183272976	<b>0,04110</b>
Données horaires : Humidité relative (%)	-3,341774233		0,901347004	-3,707533523	<b>0,00139</b>

Lorsqu'elles sont combinées, les variables DNI, température et humidité relative représentent 98,2 % de la variance de la production d'électricité à M'Sila ( $R^2 = 0,982$  dans le tableau III.3). À cet égard, nous proposons le modèle suivant, qui décrit la production d'électricité à M'Sila en fonction des conditions météorologiques horaires les plus influentes :

$$P_{\text{nette}} = 287,03 + 0,009 \cdot \text{DNI} - 5,482 \cdot T - 3,342 \cdot \text{phi}$$

Où,

$P_{\text{nette}}$  est la puissance nette en MW, DNI est l'irradiation directe normale en W/m<sup>2</sup>, T est la température ambiante en °C et phi est l'humidité relative en %.

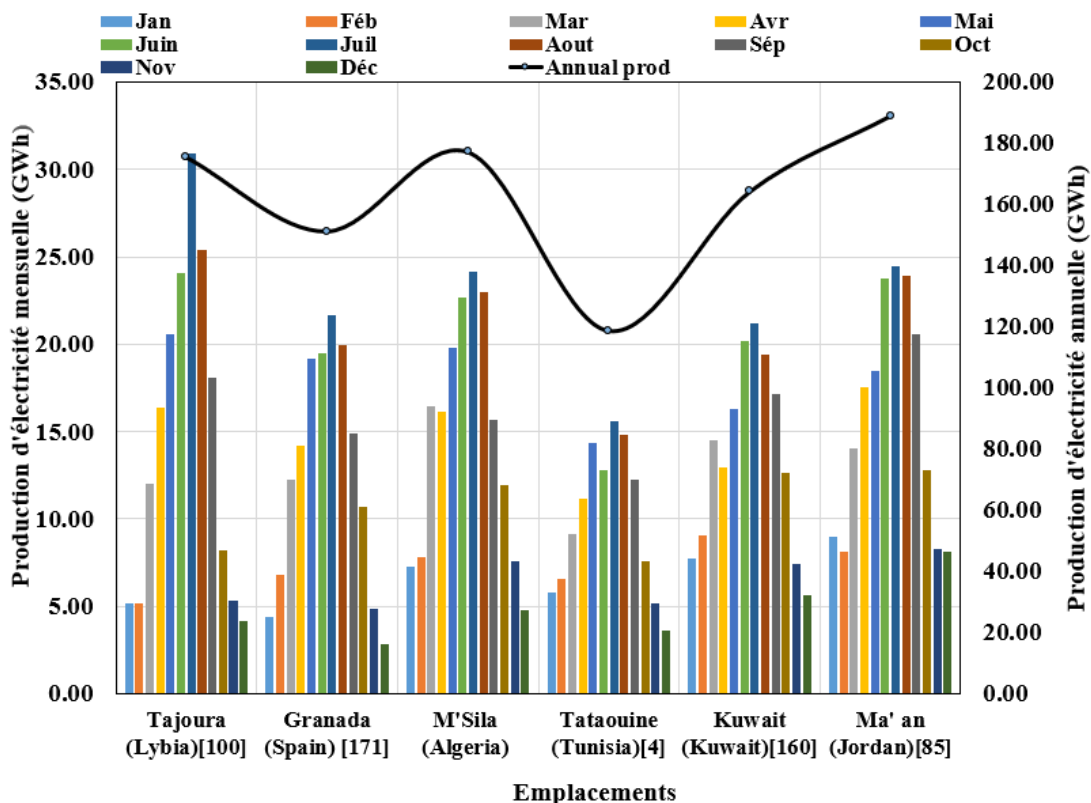
De plus, le tableau III.3 (ANOVA) indique que le modèle suggéré est significatif avec  $F(3,20) = 361,583$  et  $P(\text{signification } F) < 0,05$ .

L'approche PCA (Analyse en Composantes Principales) est une autre étude statistique réalisée pour évaluer la contribution des mois de l'année dans la production d'électricité à M'Sila. Les résultats indiquent que 86,42 % de la variance de la production horaire annuelle est due aux sept mois de juillet, juin, août, mai, avril, septembre et mars ; les mois restants, décembre, janvier, novembre, février et octobre, représentent 11,26 % de la variance. En d'autres termes, la production d'électricité tout au long de l'été, du printemps et du premier mois de l'automne représente 78 % de la production annuelle totale, dépassant les 15 GWh/mois. La production reste inférieure à 12 GWh par mois en hiver et pendant les autres mois d'automne.

### **III.2.3. Simulation de la centrale électrique d'Andasol-1 dans différentes conditions climatiques**

L'électricité nette simulée générée par Andasol-1 est présentée dans la figure III.9 sur une base mensuelle et annuelle dans différentes régions, chacune avec ses propres paramètres environnementaux. Andasol-1, qui produit 189,05 GWh d'électricité par an à Ma'an en Jordanie, une région désertique froide, a démontré sa capacité à fonctionner efficacement dans ces conditions. La deuxième condition climatique favorable à Andasol-1 est celle de M'Sila (climat aride, selon nos travaux récents [29]), où il peut produire 177,22 GWh d'électricité annuellement. De plus, le climat subtropical de steppe désertique de Tajoura, en Libye, permet à Andasol-1 de produire annuellement presque la même quantité d'électricité que M'Sila. Lorsqu'Andasol-1 est érigé au Koweït, à Tataouine, en Tunisie ou sur son véritable site (Espagne), il produit annuellement moins d'électricité que M'Sila, Tajoura et Ma'an. Une différence de plus de 11 GWh peut être constatée. Une fois de plus, l'environnement du site a un impact significatif sur la production nette de la centrale CSP.

Quel que soit l'endroit où il se trouve dans l'hémisphère nord, Andasol-1 produit le plus d'énergie en juillet et le moins en décembre ; néanmoins, les valeurs extrêmes atteintes diffèrent selon les endroits (Figure III.9). Il semblerait qu'Andasol-1, situé à Tajoura, en Libye, puisse produire jusqu'à 30,93 GWh d'électricité en juillet, contre 15,56 GWh à Tataouine, en Tunisie, sur la même période. De plus, lorsqu'elle est située à Ma'an, en Jordanie, elle pourrait produire jusqu'à 8,14 GWh d'électricité en décembre, contre 2,87 GWh sur son site actuel en Espagne.

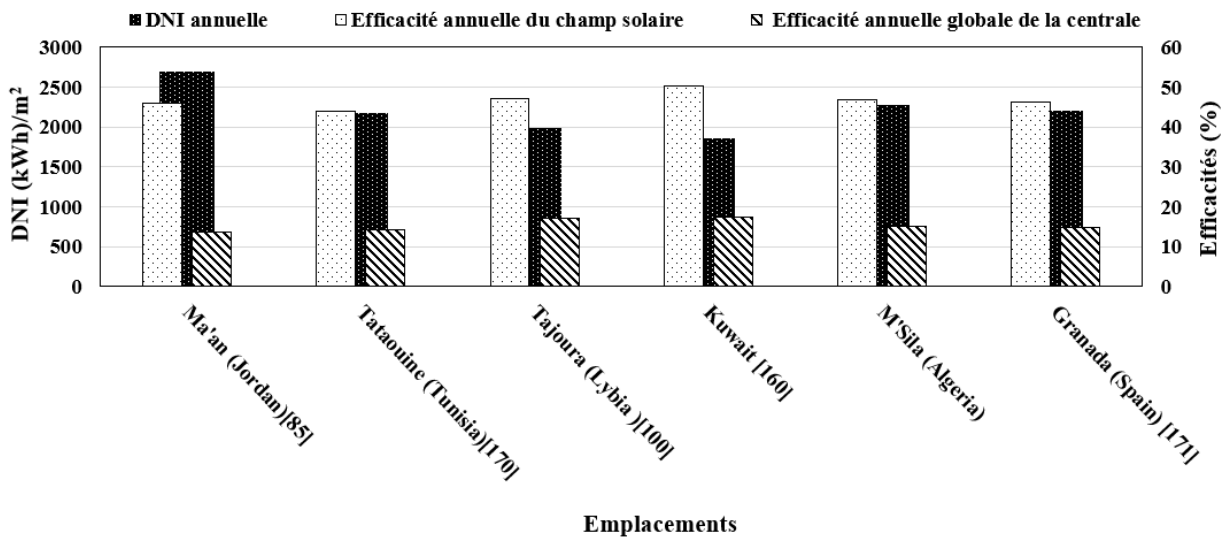


**Figure III.9 :** Production nette d'électricité mensuelle et annuelle de la centrale d'Andasol-1 dans différentes zones du monde.

Andasol-1 produit plus d'électricité dans tous les endroits considérés pendant l'été, le printemps et le premier mois de l'automne. Plus de 74 % de la production annuelle est réalisée pendant cette période. Durant l'hiver et les autres mois d'automne, l'énergie électrique nette produite reste inférieure à 11 GWh/mois, sauf à Tataouine, où elle tombe en dessous de 8 GWh/mois. De plus, Andasol-1, construit à M'Sila, produit mensuellement plus d'électricité que ce qu'il produit toute l'année à son emplacement actuel.

Comme le montrent les figures III.9 et III. 10, de toutes les régions examinées, Ma'an (Jordanie) a le DNI annuel le plus élevé ( $2\,693\text{ kWh/m}^2$ ) [85], produisant ainsi la quantité maximale d'électricité propre. À l'inverse, le Koweït, avec le DNI annuel le plus faible ( $1\,857,1\text{ kWh/m}^2$ ) [160], produit plus d'électricité que le sud de l'Espagne en raison de sa température ambiante la plus élevée et de la vitesse du vent la plus faible, ce qui se traduit par l'efficacité du champ solaire la plus élevée de 50,3 % (la plus faible perte de chaleur du champ solaire). De plus, Tataouine en Tunisie a le rendement de champ solaire le plus faible des sites étudiés, à 44,02 % [4]. Le Koweït a la plus grande efficacité annuelle globale de la centrale, avec une efficacité annuelle de 17,5 %,

tandis que Ma'an en Jordanie a la plus faible efficacité, à 13,8 %. Le sud de l'Espagne et M'Sila affichent des performances globales presque identiques.



**Figure III.10 :** DNI des zones étudiées et efficacités d'Andasol-1 qui y est installé

Le plus grand nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge (4399 h) d'Andasol-1 est observé à Ma'an, dont le DNI est le plus élevé [85]. M'Sila, le Koweït et le sud de l'Espagne (site actuel) suivent avec respectivement 3580 h, 3306 h [160] et 3144 h [171] de fonctionnement à pleine charge. De plus, Andasol-1 offre le nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge le plus faible (2548 h) à Tataouine, en Tunisie [4]. Encore une fois, Andasol-1, érigé à Ma'an, consomme la plus grande quantité d'eau, 751 617,7 m<sup>3</sup>/an [85], au lieu de 592 799 m<sup>3</sup>/an (la quantité la plus faible) lorsqu'il était installé au Koweït [160]. Andasol-1 à M'Sila utilise plus d'eau que l'Espagne, Tataouine et le Koweït, avec des valeurs de 674 301 m<sup>3</sup>/an, 612 000 m<sup>3</sup>/an [171], 649 735 m<sup>3</sup>/an [170] et 592 799 m<sup>3</sup>/an [160], respectivement.

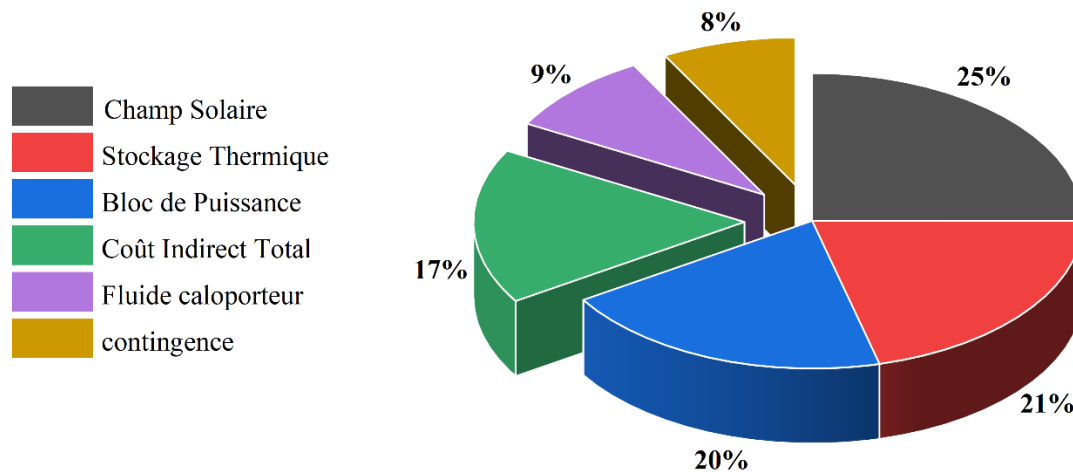
Dans les circonstances climatiques de M'Sila, la puissance rejetée  $Q_{rejetée}$  est estimée à 8 046,86 MW/an. On l'enregistre, comme dans le sud de l'Espagne, entre mars et septembre, le mois de juillet ayant la valeur la plus élevée. Il ressort clairement de ce qui précède que l'emplacement affecte considérablement les performances de la centrale solaire thermique. De plus, il est préférable de discuter de l'impact combiné des variables météorologiques du site (DNI, température, humidité relative et vitesse du vent) plutôt que de chacune séparément.

### III.2.4. Analyse économique de la centrale d'Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila

L'évaluation économique de la centrale CSP a été réalisée à l'aide du logiciel SAM, et les critères économiques utilisés dans cette analyse sont tirés d'études et de bases de données antérieures [5,9,25,108,176]. Les résultats de la simulation montrent que le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) de la centrale CSP étudiée à M'Sila est de 8,93 ¢\$/kWh.

Selon le rapport 2022 de l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA), 150 MW de nouvelles centrales CSP a été mises en service dans le monde en 2020 [178]. La valeur du LCOE obtenue pour la centrale solaire (Andasol-1) proposée à M'Sila de cette étude est inférieure à la moyenne mondiale pondérée du IRENA de 11,8 ¢\$/kWh en 2022 pour les centrales CSP. Le coût total installé par capacité était de 6.833,32 \$/kWh, en outre, le coût total d'investissement est d'environ 338 millions de dollars américains. Le coût total d'investissement de la centrale comprend les coûts directs, qui incluent le champ solaire, le système de stockage et le bloc de puissance, en plus des coûts indirects tels que les coûts de conception et de construction [100].

La figure III.11 montre la contribution relative de chaque composante de la centrale étudiée. On peut voir que le coût du champ solaire représente la plus grande contribution de 25% du coût total d'investissement de la centrale, et la contribution du système de stockage et du bloc de puissance était respectivement de 21% et 20%, de plus, les coûts indirects représentent 17% du coût total d'investissement de la centrale étudiée.



**Figure III.11 :** La contribution relative des différentes composantes de la centrale solaire (Andasol-1) proposée à M'Sila au coût total.

### **III.3. Etude des performances technico-économiques et optimisation d'une centrale CSP dans les conditions climatiques algériennes**

La conception, l'analyse et l'optimisation des performances d'une centrale CSP dotée de la technologie de collecteur cylindro-parabolique décrite dans les sections précédentes ont donné des résultats qui sont maintenant présentés et discutés. On verra que les centrales CSP utilisant la technologie PTC sont l'une des technologies les plus prometteuses dans le domaine de la production d'énergie électrique en Algérie.

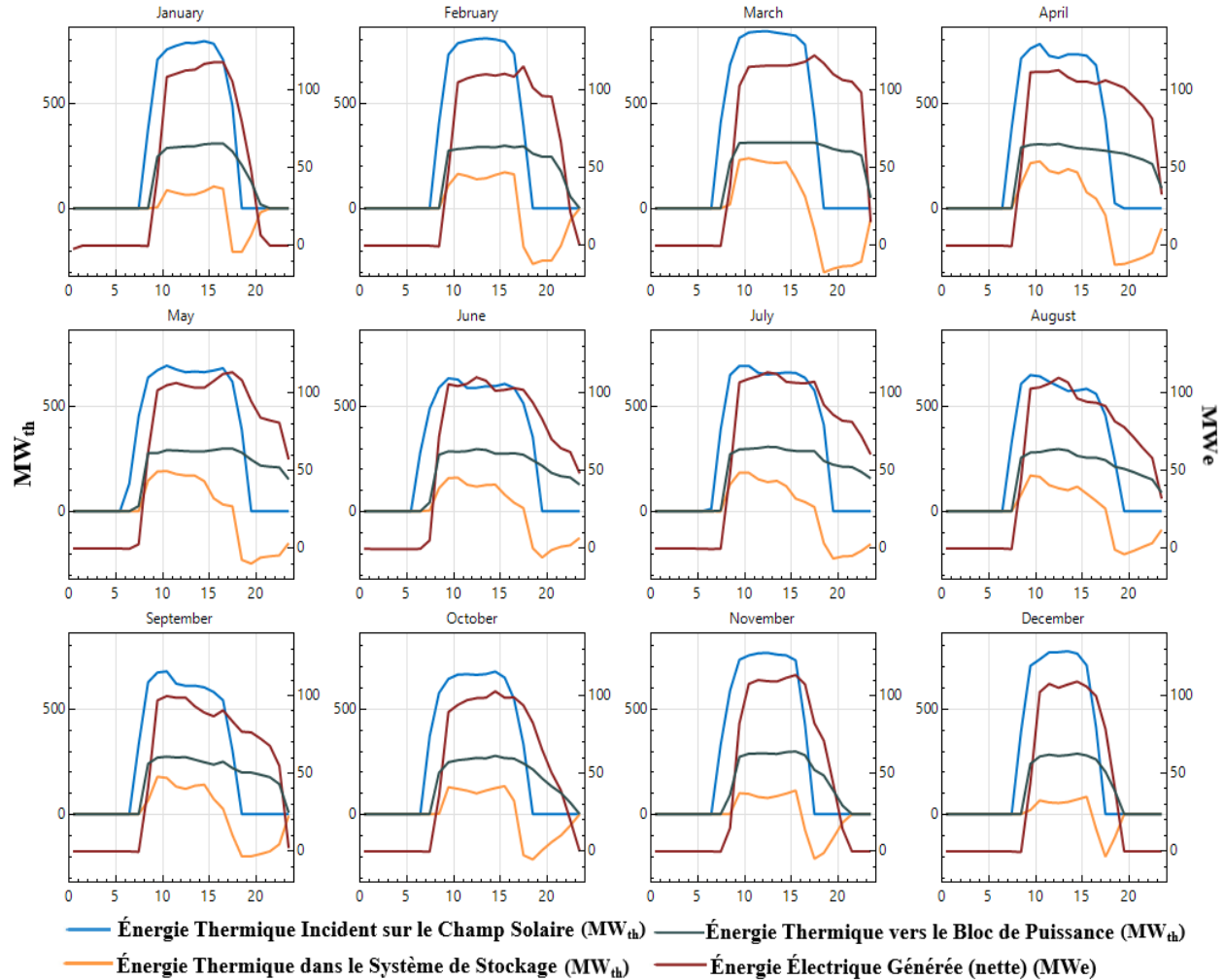
#### **III.3.1. Analyse des performances de la conception de la centrale CSP**

La Figure III.12 montre les données horaires de l'énergie thermique incidente sur le champ solaire et l'énergie thermique produite à partir du champ solaire, l'apport d'énergie thermique pour le bloc de puissance, l'énergie thermique stockée dans le système de stockage d'énergie thermique et la production électrique nette de la centrale CSP proposée sur le site de Tamanrasset.

La production électrique nette dépend de l'irradiation incidente et de l'apport d'énergie thermique au cycle électrique. La valeur maximale de l'énergie thermique incidente sur le champ solaire s'est avérée être d'environ 840,53 MW en mars, tandis que la valeur maximale de l'énergie thermique entrée dans le cycle électrique a été enregistrée à environ 311,79 MW en mars, en raison de la disponibilité des ressources solaires pour le site sélectionné à cette période de l'année. Pendant la période de février à octobre, les ressources solaires sont élevées, le réservoir du système TES est chargé pendant la journée avec de l'énergie thermique excédentaire par rapport aux besoins du bloc de puissance, et en cas de faible rayonnement solaire ou après le coucher du soleil, le système TES fournit de l'énergie thermique au bloc de puissance pour continuer à produire de l'énergie électrique.

La Figure III.13 présente les données horaires de l'énergie thermique incidente par rapport à la production électrique nette de la centrale CSP proposée sur le site de M'Sila.

La valeur maximale de l'énergie solaire incidente a été constatée autour de 705,08 MW en juillet, ce qui est inférieur au maximum enregistré sur le site de Tamanrasset. Cela est dû à la différence notable dans les valeurs d'irradiation directe normale entre les deux sites. L'apport maximal d'énergie thermique au bloc de puissance a été enregistré à 319,29 MW en août.

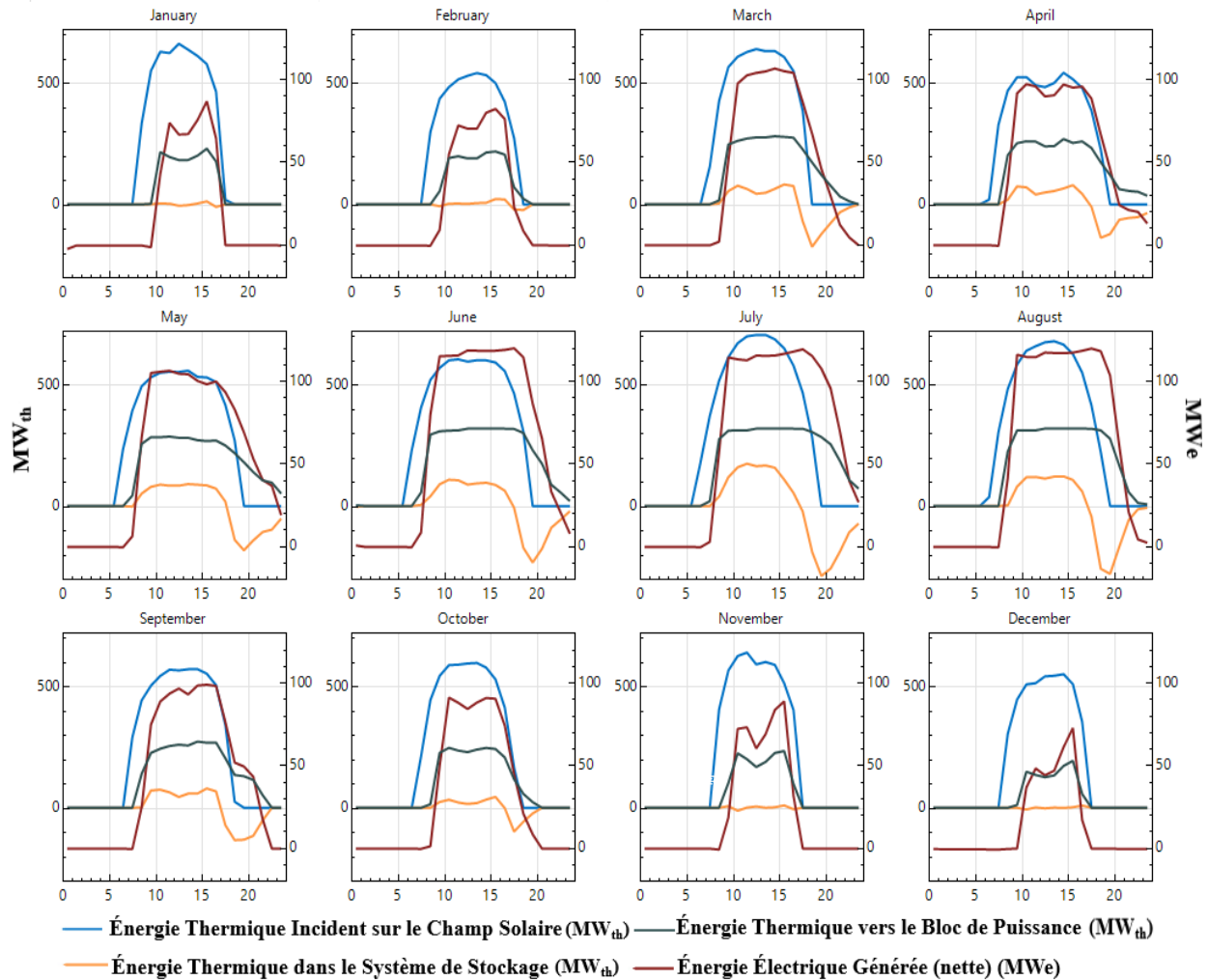


**Figure III.12:** Énergie solaire thermique incidente sur le champ solaire à l'énergie électrique produite pour la centrale proposée sur le site de Tamanrasset.

De plus, il convient de noter que le système de stockage pendant les mois d'été contribué de manière significative à prolonger la période de production d'énergie électrique après le coucher du soleil, en raison de la disponibilité des ressources solaires pendant cette période, tandis que la quantité d'énergie stockée pendant les mois d'hiver est très faible, ce qui ne permet pas au système TES de prolonger la durée de production d'énergie électrique jusqu'après le coucher du soleil.

La Figure III.14 montre la production mensuelle moyenne d'électricité obtenue à partir de la centrale CSP proposée sur les sites de Tamanrasset et de M'Sila. L'énergie mensuelle générée par la centrale solaire à technologie PTC de Tamanrasset culmine au cours des mois de mars et mai, atteignant respectivement 48,06 GWh et 45,12 GWh. La valeur la plus basse de l'énergie

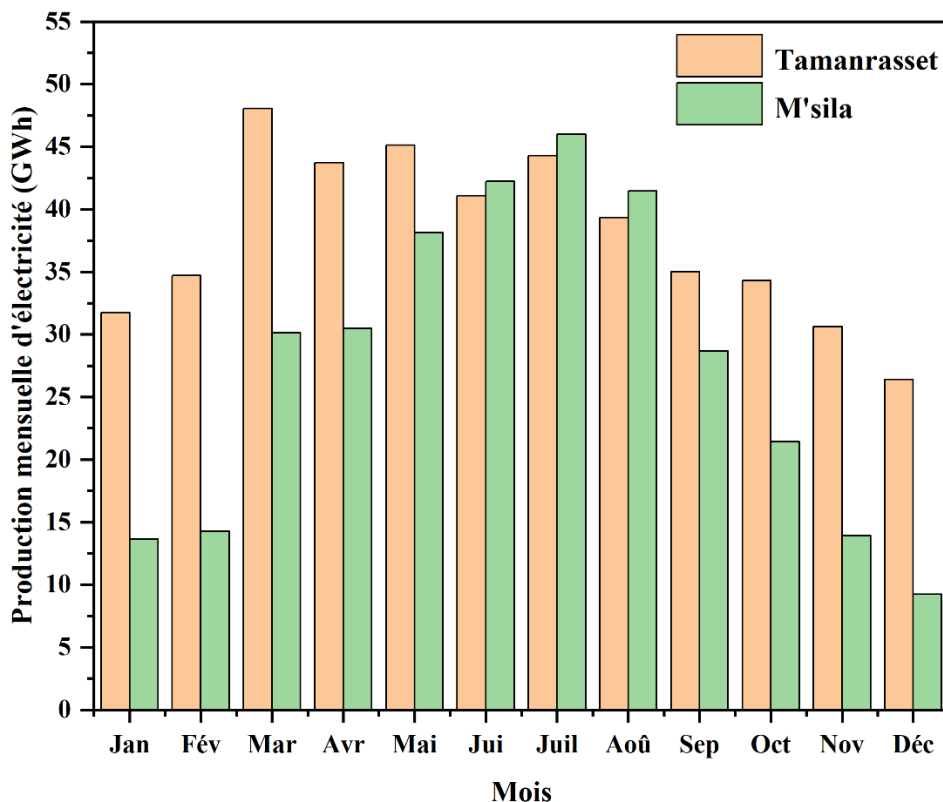
mensuelle générée pour le site de Tamanrasset a été trouvée au cours du mois de décembre, atteignant une valeur de 26,41 GWh.



**Figure III.13 :** Énergie solaire thermique incidente sur le champ solaire à l'énergie électrique produite pour la centrale proposée sur le site de M'Sila.

Pour la centrale électrique proposée sur le site de M'Sila, on constate que la production mensuelle d'énergie électrique la plus élevée a été constatée au cours des mois de juin et juillet, avec une valeur de 42,23 GWh et 45,99 GWh respectivement, et les valeurs minimales de l'énergie générée mensuellement a été trouvée en janvier et décembre, soit respectivement 13,65 GWh et 9,22 GWh. Il est manifeste que la fluctuation mensuelle de la production nette d'énergie, pour chaque site, correspond étroitement à la variation mensuelle de DNI.

La production annuelle d'énergie générée par les deux centrales CSP était respectivement de 454,51 GWh, 329,66 GWh pour le site de Tamanrasset et de M'Sila. On peut voir que la centrale solaire proposée à Tamanrasset a fourni la production annuelle d'énergie électrique la plus élevée par rapport à la centrale proposée à M'Sila, et la raison est due à la différence marquée dans les valeurs de DNI, qui est illustré dans les figures II.5 et II.6.

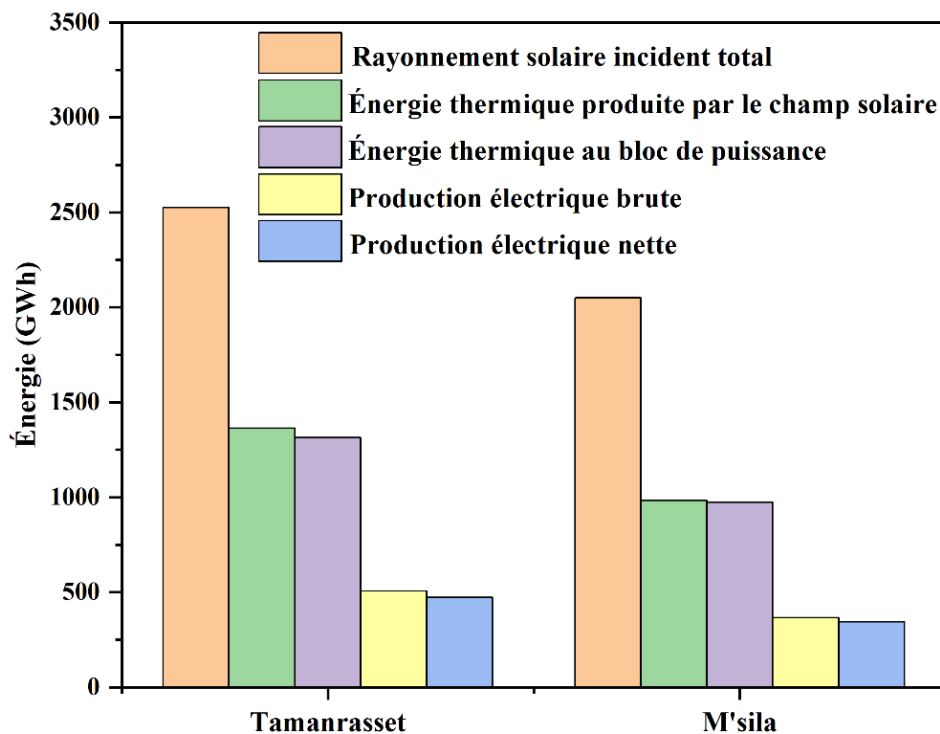


**Figure III.14 :** Production mensuelle d'énergie pour les centrales CSP à technologie PTC proposées en Algérie.

Le diagramme en cascade de la Figure III.15 indique le flux annuel d'énergie provenant de l'irradiation solaire incidente sur le champ solaire jusqu'à la production électrique nette. Il montre la performance énergétique annuelle de chaque composant de la centrale électrique proposée sur les deux sites sélectionnés. Quant à la centrale solaire de la ville de Tamanrasset, l'énergie solaire annuelle totale incident sur le champ solaire s'élève à 2552,34 GWh/an, tandis que la quantité d'énergie thermique produite par le champ solaire s'élève à 1 362,74 GWh/an.

Cependant, l'énergie thermique transférée au bloc de puissance est de 1314,88 GWh/an. L'énergie thermique produite à partir du champ solaire de la centrale proposée sur le site de M'Sila s'élève à 983,7 GWh/an, et le bloc de puissance a reçu une quantité de 974,14 GWh/an.

On peut conclure que les principales pertes d'énergie qui se produisent lors du transfert d'énergie entre les différents composants de la centrale proposée se situent au niveau du champ solaire et du bloc de puissance. Les pertes dans le champ solaire sont principalement dues aux pertes thermiques dans les récepteurs, tandis que les pertes dans le bloc de puissance sont les pertes mécaniques et les pertes électriques nécessaires au fonctionnement des équipements auxiliaires.



**Figure III.15 :** Flux d'énergie annuel des centrales solaire proposées.

La quantité annuelle d'énergie électrique générée par la centrale CSP proposée à Tamanrasset s'est avérée être de 454,51 GWh, tandis que M'Sila a enregistré 329,66 GWh, avec un facteur de capacité de 51,9% et 37,7% pour Tamanrasset et M'Sila, respectivement. De plus, la valeur de l'efficacité globale était respectivement de 18 % et 16,08 % pour les deux sites sélectionnés. Il est clair que la centrale électrique proposée dans la ville de Tamanrasset offre des performances élevées par rapport à la centrale électrique de M'Sila, car les niveaux d'irradiation solaire à Tamanrasset sont plus élevés qu'à M'Sila. Le Tableau III.4 résume la comparaison annuelle des performances des deux centrales électriques proposées en Algérie.

**Tableau III.4 :** Comparaison de la performance énergétique annuelle des centrales CSP proposées en Algérie.

Paramètre	Tamanrasset	M'Sila
Irradiation normale directe (KWh/m <sup>2</sup> /an)	2810.5	2281.25
Production annuelle d'électricité (GWh)	454.51	329.66
Facteur de capacité (%)	51.90	37.70
Efficacité moyenne du champ solaire $\eta_{\text{champ solaire}}$ (%)	53.96	47.98
Efficacité moyenne du bloc de puissance $\eta_{\text{net,PB}}$ (%)	34.56	33.84
Efficacité globale de la centrale $\eta_{\text{global}}$ (%)	18.00	16.08

### III.3.2. Analyse des coûts

L'étude économique des deux centrales proposées est basée sur un calcul de la valeur de cout moyen actualisé de l'électricité, qui variait entre 6,46 ¢\$/kWh à Tamanrasset et 8,82 ¢\$/kWh à M'Sila. La centrale située à Tamanrasset fournit la production annuelle d'énergie la plus élevée avec une valeur de LCOE plus bas, tandis que la centrale de M'Sila offre une production annuelle moyenne d'énergie avec un LCOE relativement élevé.

### III.3.3. Analyse des impacts environnementaux

Compte tenu de la transition énergétique vers une énergie propre, les technologies CSP sont plus bénéfiques pour l'environnement car elles émettent très peu de polluants nocifs et réduisent la consommation de combustibles fossiles [24]. Il est donc nécessaire d'étudier les impacts environnementaux des centrales CSP afin d'estimer leurs bénéfices potentiels. Parmi ces effets figurent la préservation du gaz naturel, les quantités de CO<sub>2</sub> et la consommation d'eau.

Le logiciel SAM est utilisé pour calculer la quantité d'eau consommée par ces centrales. En général, la consommation d'eau des centrales CSP est divisée en trois parties principales : le système de lavage, la production de vapeur et le système de refroidissement. D'après les résultats obtenus, il ressort clairement qu'il existe une différence dans la quantité d'eau consommée par les centrales proposées, estimée à 1.576.475 m<sup>3</sup> et 1.215.756 m<sup>3</sup> à Tamanrasset et M'Sila respectivement. La centrale solaire proposée sur le site de Tamanrasset consomme plus d'eau par an que la centrale proposée à M'Sila.

Le recours à l'exploitation de l'énergie traditionnelle pour produire de l'énergie électrique conduit à une insécurité énergétique, en plus du fait que l'exploitation de ces ressources entraîne une augmentation de la quantité de CO<sub>2</sub> émis dans l'atmosphère, ce qui conduit au réchauffement global et au changement climatique [179]. Pour produire 1 kWh d'électricité, il faut 0,285 m<sup>3</sup> de gaz naturel [180]. La production de 1 kWh d'électricité entraîne 0,35 m<sup>3</sup> (0,66 kg) d'émissions de CO<sub>2</sub> [181].

Les calculs que nous avons effectués suggèrent que les quantités d'émissions de gaz naturel et de CO<sub>2</sub> que nous évitons grâce à notre utilisation de centrales CSP pour produire de l'électricité sont des quantités très importantes par rapport aux systèmes de production d'électricité conventionnels. Les résultats de l'analyse d'impact environnemental des centrales CSP proposées, y compris la quantité de gaz naturel préservée, la réduction des quantités de CO<sub>2</sub> et la consommation annuelle d'eau, sont résumés dans le Tableau III.5.

**Tableau III.5 :** Quantités annuelles de gaz naturel préservé, émissions de CO<sub>2</sub> évitées et consommation annuelle d'eau des centrales CSP proposées (m<sup>3</sup>).

Paramètre	Tamanrasset	M'Sila
Quantité de gaz naturel conservée (m <sup>3</sup> )	129,536,887	93,953,884.3
Quantité d'émissions de CO <sub>2</sub> évitées (m <sup>3</sup> )	159,080,387	115,381,963
Consommation d'eau (m <sup>3</sup> )	1,576,475	1,215,756

### III.3.4. Optimisation de la conception initiale de la centrale CSP

Le champ solaire plus petit d'une centrale solaire à concentration avec technologie PTC réduit l'énergie thermique fournie au bloc de puissance, réduisant ainsi la quantité d'énergie électrique produite. La présence d'un grand champ solaire signifie une augmentation de l'énergie thermique produite, supérieure aux besoins du bloc de puissance, et avec une capacité de stockage insuffisante pour stocker l'énergie thermique excédentaire, il y aura une perte d'énergie thermique et un coût d'investissement accru pour la centrale CSP. Ainsi, l'analyse d'optimisation est essentielle pour l'ensemble du système.

La procédure d'optimisation permet de déterminer la valeur la plus basse du *LCOE* avec une quantité d'énergie électrique annuelle produite plus élevée [182]. L'optimisation implique la

recherche de la combinaison optimale des deux intrants visant à minimiser le LCOE tout en maximisant la production annuelle d'électricité. La variation de deux principaux paramètres de conception, à savoir le multiple solaire (SM) et les heures de pleine charge (FLH) du système de stockage d'énergie thermique, est utilisé pour optimiser la conception proposée.

La taille du champ solaire a un impact direct sur la production annuelle d'électricité et sur la valeur de cout moyen actualisé de l'électricité. Une augmentation de la valeur du multiple solaire entraîne une augmentation correspondante de l'ouverture du champ solaire et donc une augmentation de l'énergie thermique produite par le champ solaire. En conséquence, davantage d'électricité est produite, réduisant ainsi le LCOE.

Les évolutions de la production annuelle d'énergie et du LCOE avec le SM de la centrale CSP proposée sur les sites de Tamanrasset et de M'Sila sont présentées respectivement dans les Figures III.16 et III.17.

Comme le montre la Figures III.16, le LCOE diminue avec l'augmentation du SM qui atteint 2,4 pour la centrale proposée à Tamanrasset. Au-delà de cette valeur, il y a une augmentation significative de la valeur du LCOE avec une légère augmentation de la quantité annuelle d'électricité produite. La valeur minimale de LCOE a été enregistré à environ 6,33  $\text{¢}\$/\text{kWh}$  avec une valeur de SM de 2,4. Le LCOE augmente avec les valeurs du SM plus élevées, et cela est dû au fait que le coût en capital de la centrale augmente avec l'augmentation de la taille du champ solaire. La puissance annuelle de la centrale augmente clairement avec l'augmentation du SM, mais cette augmentation devient négligeable pour des valeurs plus élevées.

Les valeurs optimales du multiple solaire pour la centrale solaire proposée à M'Sila étaient de 3 avec une valeur de cout moyen actualisé de l'électricité de 7,84  $\text{¢}\$/\text{kWh}$ , en plus d'une augmentation de la production annuelle d'énergie électrique, comme le montre la Figure III.17.

Les heures de pleine charge du système de stockage d'énergie thermique dans la centrale CSP sont le deuxième paramètre de conception étudié pour optimisation. Lorsque le rayonnement solaire est faible ou après le coucher du soleil, le système TES fournit plus d'énergie au bloc de puissance, permettant ainsi à la centrale de produire de l'électricité pendant des périodes prolongées.

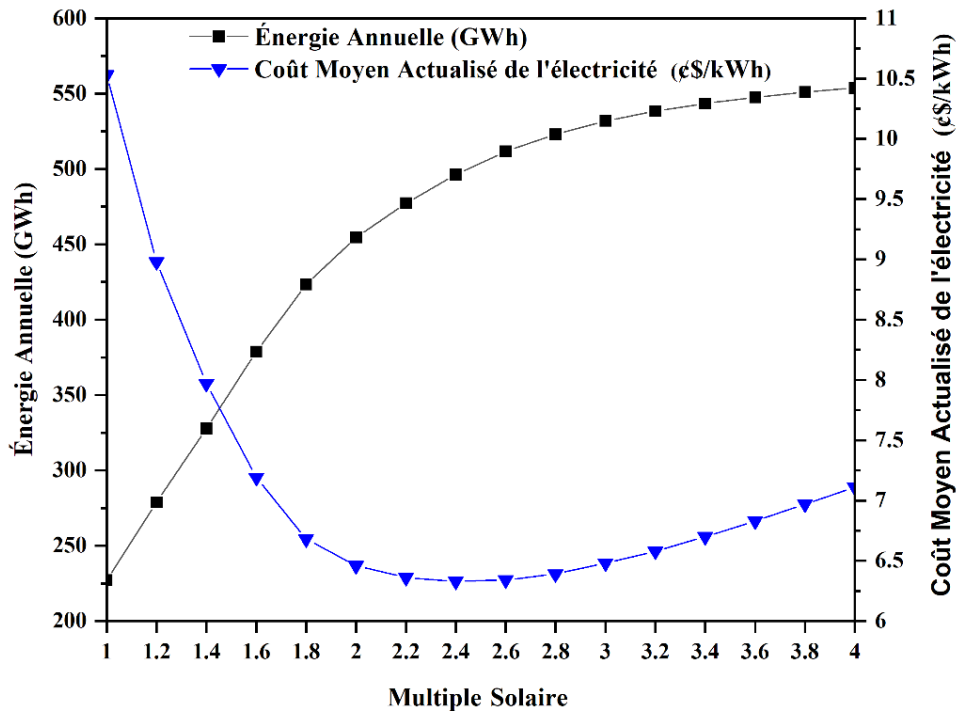


Figure III.16 : La variation de la production annuelle d'énergie et LCOE avec le solaire multiple de la centrale CSP proposée à Tamanrasset.

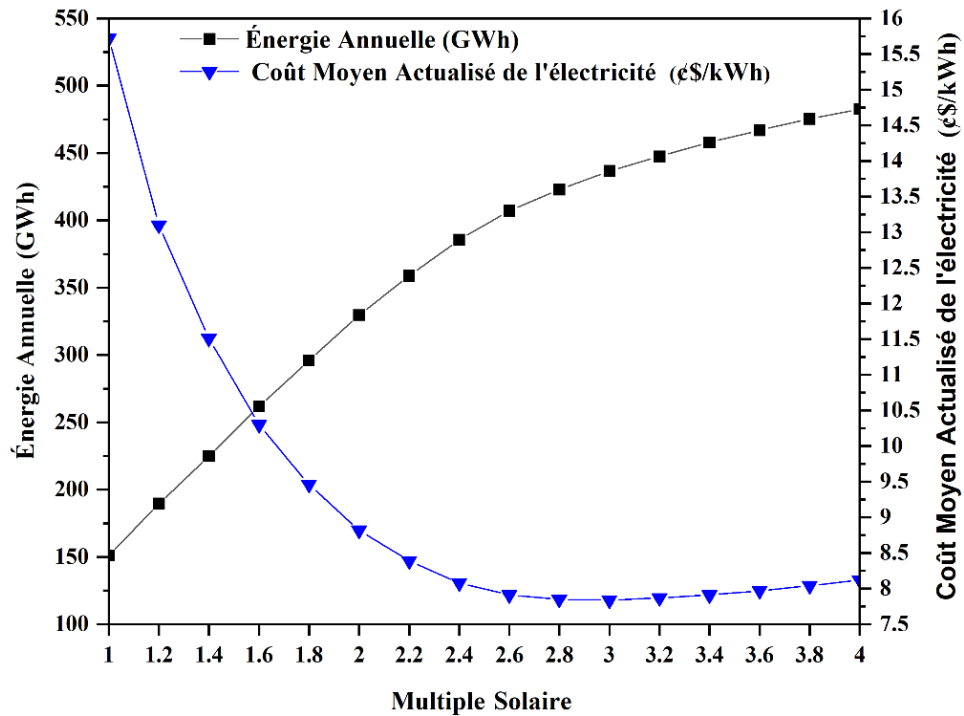
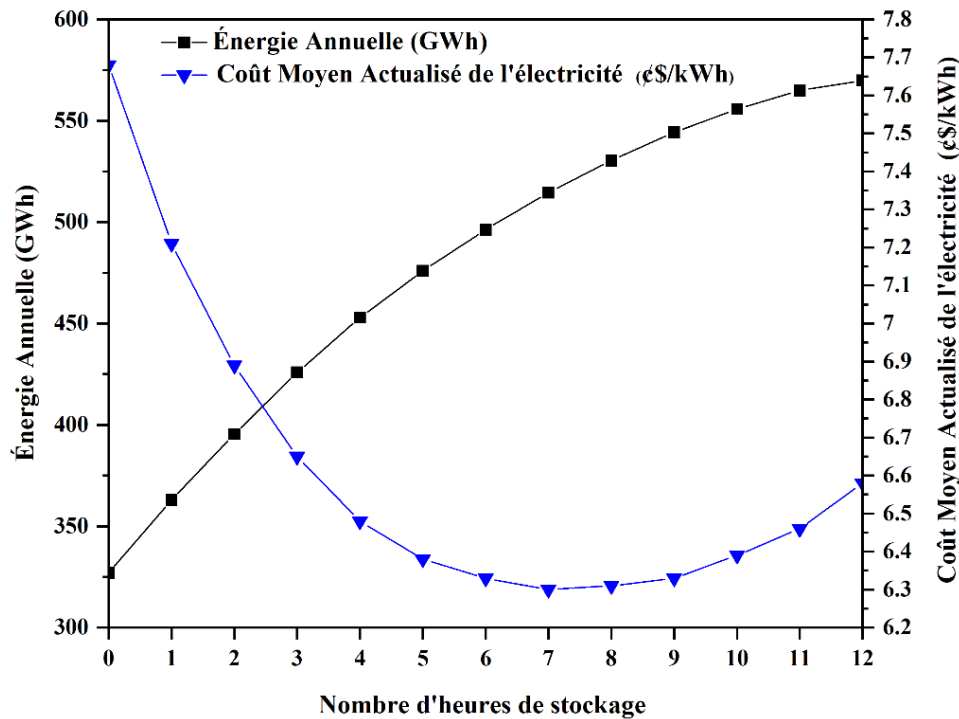


Figure III.17 : La variation de la production annuelle d'énergie et LCOE avec le multiple solaire de la centrale CSP proposée dans M'Sila.

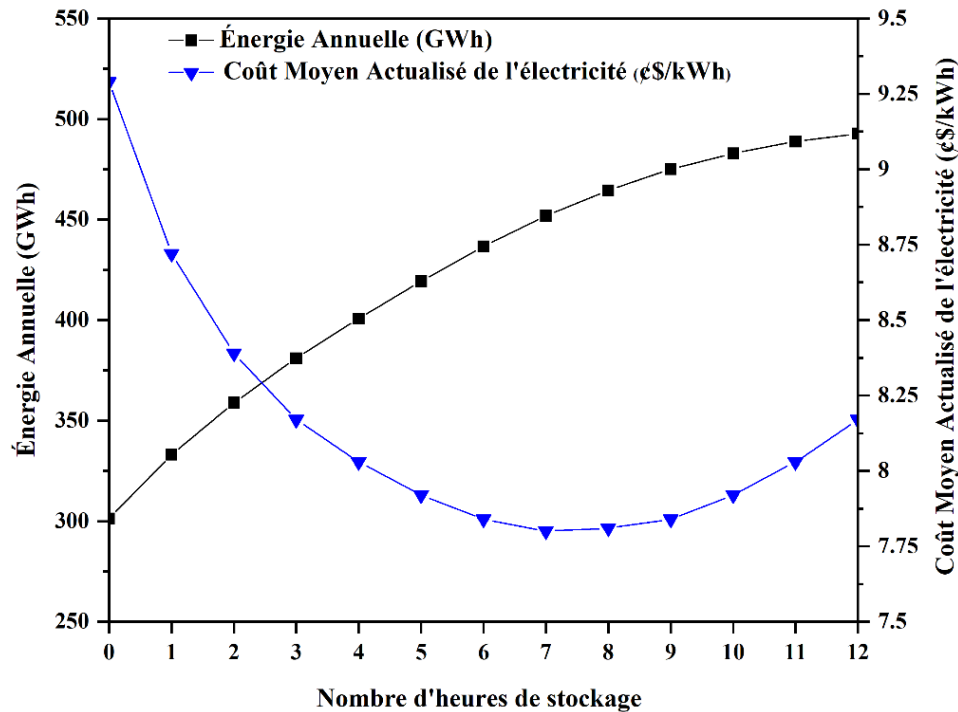
Les variations de la production annuelle d'énergie et LCOE avec les heures de pleine charge du système TES pour la centrale solaire proposée sur les sites de Tamanrasset et de M'Sila sont présentées dans les Figures III.18 et III.19, respectivement. Comme le montre la Figure III.18, le LCOE diminue avec l'augmentation des FLH du système de stockage, atteignant une valeur de 6,3 ¢\$/kWh pour le site de Tamanrasset, le LCOE augmente après une autre augmentation des FLH. Les valeurs de LCOE les plus basses correspondent à 7 h du système TES.

Les heures de pleine charge optimales obtenues pour la centrale électrique proposée sur le site de M'Sila étaient de 7 h avec le coût moyen actualisé de l'électricité le plus bas de 7,8 ¢\$/kWh, et avec une augmentation de la production comme le montre la figure III.19.

Si les FLH du système TES sont augmentées au-delà de 7 h pour les centrales solaires proposées à Tamanrasset et à M'Sila, le LCOE augmente avec une légère augmentation de la production annuelle d'énergie, car les champs solaires des deux centrales électriques ne sont pas en mesure de générer suffisamment d'énergie thermique excédentaire pour un grand système TES. Quant à l'augmentation du LCOE, la raison est due au coût d'investissement élevé du système de stockage d'énergie thermique pour les deux centrales.



**Figure III.18 :** Les variations de la production annuelle d'énergie et LCOE avec les heures de pleine charge de système TES de la centrale solaire proposée à Tamanrasset.



**Figure III.19 :** Les variations de la production annuelle d'énergie et LCOE avec les heures de pleine charge de système TES de la centrale solaire proposée à M'Sila.

Les résultats de conception optimisés obtenus pour les deux centrales CSP avec la technologie PTC proposées sont résumés dans le Tableau III.6. Comme le montrent les données du Tableau III.6, il est évident qu'il y a une amélioration significative de la quantité d'énergie électrique annuelle produite, du facteur de capacité et des valeurs de LCOE pour la configuration optimisée par rapport à celle de la conception initiale des deux centrales étudiées.

**Tableau III.6 :** Comparaison des performances de la conception optimisée et initiale de la centrale solaire proposée pour deux sites en Algérie.

Paramètres	Tamanrasset		M'Sila	
	Initial	Optimisé	Initial	Optimisé
Quantité d'énergie électrique annuelle produite (GWh)	454,51	514,6	329,66	451,84
Facteur de capacité (CF) (%)	51,9	58,8	37,67	51,63
Multiple Solaire (SM)	2	2,4	2	3
Heures de pleine charge de système de stockage (FLH)	6	7	6	7
Coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) (¢\$/kWh)	6,46	6,3	8,82	7,8

### III.3.5. Comparaison des performances des centrales solaires proposées avec des études similaires

Le Tableau III.7 présente les résultats de la comparaison des performances de la centrale CSP proposée dans deux sites en Algérie avec les résultats rapportés dans certaines études similaires sur cette technologie dans différents endroits à travers le monde. D'après ce tableau, on constate que les valeurs d'efficacité moyenne des installations et de coût moyen actualisé de l'électricité sont en accord étroit avec les résultats obtenus dans la littérature examinée avec une augmentation significative de la valeur de l'énergie annuelle générée.

**Tableau III.7 :** Comparaison des performances de la centrale solaire proposée avec d'autres études similaires.

Auteur	Benhadji Serradj et al. [5]	Abbas et al. [9]	Awan et al. [183]	L'étude actuelle
Quantité d'énergie électrique annuelle produite	390,7	223 – 415	Varie de 355,18 à 397,48	451,84– 514,6
Efficacité annuelle globale (%)	15,3	13,8 – 16,4	16,73 – 17,93	16 – 18
Coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) (\$ /kWh)	6,2	11,93 – 29,58	10,5 – 11	6,3 – 7,8

## III.4. Conclusion

L'évaluation des performances de la centrale solaire proposée à M'Sila et sa comparaison avec la centrale solaire de référence (Andasol-1) qui est opérationnelle depuis 2010 dans le sud de l'Espagne a conduit à des résultats qui peuvent être résumés comme suit :

- Les simulations montrent que le site de M'Sila a des performances élevées par rapport au sud de l'Espagne, de sorte que si la centrale d'Andasol-1 est déplacée du sud de l'Espagne au site de M'Sila (nord de l'Algérie), la production annuelle totale de l'électricité produite par la centrale CSP de M'Sila dépasse la production de la centrale d'Andasol-1 de (14.6%).
- Les résultats de l'évaluation économique montrent la valeur du LCOE obtenue pour la centrale solaire (Andasol-1) proposée à M'Sila est inférieure à la moyenne mondiale pondérée de l'Agence internationale des énergies renouvelables pour les centrales CSP.

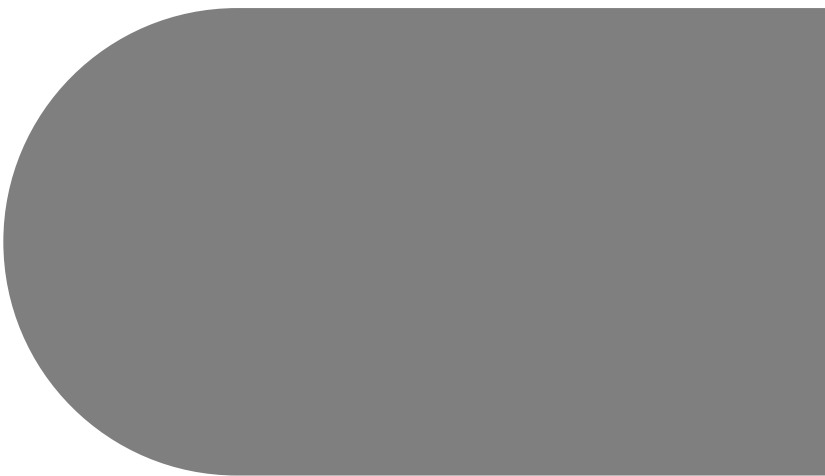
- L'analyse économique a montré que le coût du champ solaire et du système de stockage de la centrale représentait la plus grande contribution au coût d'investissement total de la centrale, soit 25 % et 21 %, respectivement.

La conception, l'analyse et l'optimisation des performances des centrales CSP basées sur la technologie PTC décrites dans les sections précédentes ont conduit aux résultats suivants :

- L'analyse initiale de la conception proposée a montré que la production annuelle de la centrale CSP proposée à Tamanrasset et M'Sila s'élevait respectivement à 454,51 GWh et 329,66 GWh. De plus, la valeur d'efficacité de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique était respectivement de 18 % et 16,08 % pour les deux sites sélectionnés.
- Les résultats de l'analyse des performances menée sur la conception optimisée ont montré que les valeurs optimales du multiple solaire et les heures de pleine charge du système TES pour la centrale CSP proposée sur le site de Tamanrasset se sont avérées être respectivement de 2,4 et 7 heures, avec une production annuelle d'électricité de 514,6 GWh et une valeur minimale du LCOE de 6,3 ¢/kWh. Alors que les performances optimales de la centrale proposée sur le site de M'Sila peuvent être obtenues en sélectionnant un SM de 3 et 7 h pour le système TES, avec une production énergétique annuelle élevée de 451,84 GWh et une faible valeur du LCOE de 7,8 ¢/kWh.

Il est clair que la centrale CSP proposée à Tamanrasset offre des performances élevées par rapport à la centrale de M'Sila, car les niveaux de rayonnement solaire à Tamanrasset sont plus élevés qu'à M'Sila.

Par ailleurs, cette étude a révélé que la région de M'Sila est considérée comme l'une des sites algériens les plus appropriées pour l'implantation de centrales CSP utilisant la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques, pouvant contribuer de manière significative à la production d'électricité propre et durable à long terme.



*Conclusion*

*Et*

*Recommandations*

## **Conclusion et recommandations**

L'Algérie possède non seulement l'une des réserves de gaz les plus étendues au monde, mais dispose également d'énormes ressources en énergies renouvelables, notamment d'énergie solaire, dont elle est la première source dans le bassin méditerranéen ; plus de 2 000 000 de km<sup>2</sup> reçoivent annuellement un ensoleillement équivalent à 2 500 kWh/m<sup>2</sup> et la durée d'ensoleillement annuelle moyenne varie d'une valeur faible de 2 650 h sur la ligne côtière à 3 500 h au sud.

Étant verte, peu coûteuse et renouvelable, l'énergie solaire est largement reconnue comme l'une des alternatives les plus compétitives parmi toutes les sources d'énergie renouvelables. En utilisant la source d'énergie, l'énergie solaire concentrée ou l'électricité solaire thermique est une technologie capable de produire de l'électricité à grande échelle, offrant une capacité ferme et une puissance distribuable à la demande en intégrant le stockage d'énergie thermique ou en fonctionnement hybride. Les centrales solaires thermiques à collecteur cylindro-parabolique sont l'une des technologies attractives pour produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire thermique.

Dans la première partie de notre thèse, nous avons évalué les performances techniques et économiques d'une centrale CSP utilisant la technologie PTC d'une capacité de 50 MW dans la ville de M'Sila (Nord Algérie), similaire à la centrale électrique de référence (Andasol-1) qui a été construite dans le sud de l'Espagne, afin d'évaluer l'avantage final de la région du nord de l'Algérie, en tant que site approprié pour la mise en œuvre de centrales CSP par rapport au sud de l'Espagne. Le logiciel System Advisor Model a été utilisé pour évaluer les performances des centrales CSP proposées.

D'après les résultats présentés pour cette partie de la thèse, nous pouvons conclure que :

- La présente enquête, menée avec le logiciel SAM, révèle que lorsque la centrale solaire Andasol-1 est installée à M'Sila, elle génère de l'énergie thermique en moyenne entre 77,70 MW<sub>th</sub> et 256 MW<sub>th</sub> de 11h00 à 17h00, tout au long de l'année. Il stocke l'énergie thermique de 11h00 à 16h00, avec une moyenne de 3 MW<sub>th</sub> à 102 MW<sub>th</sub>, et produit de l'électricité de 11h00 à 17h00, avec une puissance moyenne de 25 MW<sub>e</sub> à 50 MW<sub>e</sub>, toute l'année.
- Les performances de la centrale solaire Andasol-1 dans les conditions climatiques de M'Sila varient tout au long de l'année. En effet, cette centrale solaire garantit les performances les

## *Conclusion et recommandations*

plus élevées en été et les plus faibles en hiver. De plus, elle produit plus de 15 GWh par mois pendant l'été, le printemps et le premier mois de l'automne, ce qui représente 78 % de la production totale d'énergie annuelle.

- En utilisant une régression linéaire pas à pas, les facteurs météorologiques qui ont l'effet le plus significatif sur la production d'électricité propre de M'Sila sont le DNI, la température et l'humidité relative puisqu'ils représentent 98,2 % de la variance de la production d'électricité à M'Sila ( $R^2=0,982$ ).
- L'environnement du site a un impact significatif sur la production nette de la centrale CSP. En effet, lorsqu'Andasol-1 est érigé au Koweït, à Tataouine (Tunisie) ou sur son véritable site (Espagne), il produit annuellement moins d'électricité que M'Sila, Tajoura (Lybie) et Ma'an (Jordanie). Parmi les localités susmentionnées, le climat de M'Sila est le deuxième plus favorable à Andasol-1, après celui de la Jordanie, puisqu'il peut y produire 177,22 GWh d'électricité par an, dépassant son emplacement actuel.
- Outre les conditions environnementales qui facilitent l'installation d'une centrale électrique présentant les mêmes caractéristiques qu'Andasol-1, M'Sila présente également une excellente topographie car elle est plate en plus d'être connectée aux réseaux de distribution de gaz et d'électricité.
- La performance économique de la centrale CSP proposée à M'Sila est étudiée sur la base de la valeur du coût moyen actualisé de l'électricité produite, qui était de 8,93 ¢\$/kWh.
- Les résultats de l'évaluation économique montrent la valeur du coût moyen actualisé de l'électricité obtenue pour la centrale solaire (Andasol-1) proposée à M'Sila est inférieure à la moyenne mondiale pondérée de l'Agence internationale des énergies renouvelables pour les centrales CSP.
- L'analyse des performances économiques a également montré la contribution relative des différentes parties de centrale CSP étudiée au coût total d'investissement. On constate que la plus grande contribution provient du coût du champ solaire, estimé à 25%, et la contribution du système de stockage d'énergie thermique et du bloc de puissance était respectivement de 21% et 20%, tandis que les coûts indirects de l'installation représentent environ 17% du coût total de l'investissement.

La deuxième partie de cette thèse a été consacrée à la conception, à l'analyse et à l'optimisation des performances d'une centrale CSP basée sur la technologie PTC avec un système

## *Conclusion et recommandations*

TES sur deux sites représentatifs en Algérie avec un système de refroidissement humide. Et sur la base des résultats obtenus, on peut conclure que :

- L'analyse initiale de la conception proposée a montré que la production annuelle de la centrale CSP proposée à Tamanrasset et M'Sila s'élevait respectivement à 454,51 GWh et 329,66 GWh. Il est à noter que la production annuelle d'énergie a une relation significative avec les valeurs d'irradiation directe normale et les conditions climatiques du site.
- L'évaluation de la performance économique des centrales CSP proposées a montré que la centrale électrique du site de Tamanrasset a le coût moyen actualisé de l'électricité le plus bas à 6,46 ¢\$/kWh, comme pour la centrale proposée à M'Sila. On constate que le LCOE est inférieur à 8,82 ¢\$/kWh. Puisque les deux centrales proposées aux deux sites sélectionnés ont les mêmes coûts d'investissement estimés à 627 808 128 \$ par site, il est important de noter que les valeurs LCOE sont inversement proportionnelles à la production annuelle de chaque centrale.
- L'analyse d'impact environnemental a révélé que la centrale CSP proposée sur le site de Tamanrasset consomme plus d'eau par an que la centrale électrique proposée à M'Sila. On constate que plus le climat du site est aride et désertique, plus la consommation annuelle d'eau de la centrale est importante. En ce qui concerne la quantité d'émissions annuelles de dioxyde de carbone qui peuvent être évitées grâce à l'utilisation de centrales CSP pour produire de l'électricité au lieu des systèmes de production d'électricité conventionnels, l'analyse environnementale a montré que la centrale solaire du site de Tamanrasset est en mesure d'éviter la quantité les émissions de CO<sub>2</sub> sont estimées à 159 080 387 m<sup>3</sup>, tandis que la centrale proposée sur le site de M'Sila a la plus faible quantité annuelle d'émissions de CO<sub>2</sub> estimée à 115 381 963 m<sup>3</sup>. La comparaison de la production d'électricité à travers les centrales CSP et des systèmes de production d'électricité conventionnels qui dépendent de ressources fossiles montre qu'une très grande quantité de gaz naturel est préservée lors de l'utilisation des centrales CSP.
- La procédure d'optimisation est basée sur la prise en compte de la valeur la plus basse du LCOE avec la plus grande production annuelle d'énergie. Le processus d'optimisation de conception proposé se fait en modifiant deux paramètres de conception principaux, à savoir le multiple solaire et les heures à pleine charge du système de stockage. L'étude d'optimisation a montré qu'il y a une augmentation significative de la production annuelle

## *Conclusion et recommandations*

d'énergie, atteignant respectivement 514,6 GWh et 451,84 GWh pour les deux sites de Tamanrasset et M'Sila, avec une nette diminution des valeurs du LCOE.

Cette étude montre que le site de M'Sila a fourni des résultats encourageants concernant le déploiement de centrales CSP intégrant la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques. M'Sila peut réduire la demande sur sa centrale thermique, en particulier pendant l'été, en déployant des installations CSP dotées de la technologie de collecteur cylindro-parabolique, ce qui réduira également les émissions de gaz à effet de serre. Ces résultats pourraient être encourageants pour le gouvernement algérien à exploiter son grand potentiel d'énergie solaire pour produire de l'électricité à grande échelle et réduire l'utilisation de matières fossiles. Par conséquent, le déploiement de ce type de centrale en Algérie constitue une étape majeure pour le secteur des énergies renouvelables dans le pays, non seulement pour ajouter de nouvelles énergies, mais aussi pour accroître la sécurité énergétique et résoudre les problèmes environnementaux croissants dus à l'utilisation de combustibles fossiles.

À l'avenir, il sera nécessaire de mener davantage d'études dans le domaine des centrales CSP et de leurs applications afin de les établir comme une technologie efficace parmi les options d'énergies renouvelables. Plus précisément, les recommandations suivantes indiquent les domaines nécessitant des recherches plus approfondies sur ce sujet :

- La production d'énergie varie en fonction du potentiel et également des technologies, dans cette étude, la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques a montré de très bonnes performances. Cependant, à la lumière des tendances internationales, la technologie des tours d'énergie solaire est également entrée sur le marché de manière compétitive. Par conséquent, une étude plus approfondie sur l'utilisation de la technologie des tours d'énergie solaire devrait être entreprise.
- D'autres travaux futurs pourraient également se concentrer sur la comparaison de différentes technologies CSP afin de déterminer quelle technologie présente les meilleures performances dans les conditions climatiques de l'Algérie.
- L'amélioration du système de refroidissement. En effet, l'éventuelle installation de centrales CSP dans les régions arides pose le problème de leur forte consommation d'eau, notamment à des fins de refroidissement, et soulève la nécessité d'améliorer les performances des systèmes de refroidissement, ou comme nous le proposons d'utiliser la technologie de

## *Conclusion et recommandations*

refroidissement hybride, refroidissement humide et refroidissement sec. Ainsi, les deux méthodes se partagent la charge du rejet de chaleur, réduisant ainsi les besoins en eau.

- La production directe de vapeur en tant que fluide caloporteur ou fluide de travail constitue également une option courante pour réduire les coûts d'investissement. Par conséquent, une étude sur cette technologie est également nécessaire pour l'Algérie.



*Références*  
*Bibliographiques*

## **Références Bibliographiques**

- [1] Bouguila A, Said R. Optimization of a small scale concentrated solar power plant using rankine cycle. *Journal of Thermal Engineering* 2020;6:268–81. <https://doi.org/10.18186/THERMAL.711287>.
- [2] Keykhah S, Assareh E, Moltames R, Taghipour A, Barati H. Thermoeconomic Analysis And Multi-Objective Optimization Of An Integrated Solar System For Hydrogen Production Using Particle Swarm Optimization Algorithm. *Journal of Thermal Engineering* 2021;7:746–60. <https://doi.org/10.18186/thermal.915413>.
- [3] Stambouli AB, Hamiche AM, Flazi S. A review on the water and energy sectors in Algeria: Current, forecasts, scenario and sustainability issues. *Renewable Energy and Power Quality Journal* 2016;1:27–34. <https://doi.org/10.24084/repqj14.217>.
- [4] Balghouthi M, Trabelsi SE, Amara M Ben, Bel A, Ali H. Potential of concentrating solar power ( CSP ) technology in Tunisia and the possibility of interconnection with Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016;56:1227–48. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.052>.
- [5] Benhadji Serradj DE, Sebitosi AB, Fadlallah SO. Design and performance analysis of a parabolic trough power plant under the climatological conditions of Tamanrasset, Algeria. *International Journal of Environmental Science and Technology* 2021. <https://doi.org/10.1007/s13762-021-03350-x>.
- [6] Desideri U, Zepparelli F, Morettini V, Garroni E. Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations. *Applied Energy* 2013;102:765–84. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.08.033>.
- [7] Boukelia TE, Mecibah MS, Kumar BN, Reddy KS. Optimization, selection and feasibility study of solar parabolic trough power plants for Algerian conditions. *Energy Conversion and Management* 2015;101:450–9. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.05.067>.
- [8] Gairaa K, Khellaf A, Benkacilai S, Guermoui M. Solar radiation measurements in Algeria: Case of Ghardaïa station as member of the enerMENA meteorological network. *Energy Procedia* 2017;141:50–4. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.010>.
- [9] Abbas M, Belgroun Z, Aburidah H, Merzouk NK. Assessment of a solar parabolic trough power plant for electricity generation under Mediterranean and arid climate conditions in Algeria. *Energy Procedia* 2013;42:93–102. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.11.009>.
- [10] Abbas M, Boumeddane B, Said N, Chikouche A. Dish Stirling technology: A 100 MW solar power plant using hydrogen for Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy* 2011;36:4305–14. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.12.114>.
- [11] Dekhane A, Lamri B, Benamira N. Exhaustive Study of the PV Module Implemented in the Region of Annaba-Algeria. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences* 2020;57:65–74. <https://doi.org/10.2478/lpts-2020-0034>.
- [12] Boudghene Stambouli A. Algerian renewable energy assessment: The challenge of

## *Références Bibliographiques*

- sustainability. *Energy Policy* 2011;39:4507–19.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.005>.
- [13] Islam MT, Huda N, Abdullah AB, Saidur R. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;91:987–1018.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.097>.
- [14] Khan J, Arsalan MH. Solar power technologies for sustainable electricity generation - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016;55:414–25.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.135>.
- [15] Bouchareb K, Ihaddadene N, Belkhiri K, Ikhlef K, Boudilmi A. Assessment of the technical-economic performance and optimization of a parabolic trough solar power plant under Algerian climatic conditions. *International Journal of Renewable Energy Development* 2023;12:767–78. <https://doi.org/10.14710/ijred.2023.54056>.
- [16] Boukelia TE, Mecibah MS, Kumar BN, Reddy KS. Investigation of solar parabolic trough power plants with and without integrated TES (thermal energy storage) and FBS (fuel backup system) using thermic oil and solar salt. *Energy* 2015;88:292–303.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.038>.
- [17] El Gharbi N, Derbal H, Bouaichaoui S, Said N. A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies. *Energy Procedia* 2011;6:565–72.  
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.065>.
- [18] Pavlović TM, Radonjić IS, Milosavljević DD, Pantić LS. A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012;16:3891–902. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.042>.
- [19] Suresh NS, Thirumalai NC, Rao BS, Ramaswamy MA. Methodology for sizing the solar field for parabolic trough technology with thermal storage and hybridization. *Solar Energy* 2014;110:247–59. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.09.020>.
- [20] Ouagued M, Khellaf A, Loukarfi L. Estimation of the temperature, heat gain and heat loss by solar parabolic trough collector under Algerian climate using different thermal oils. *Energy Conversion and Management* 2013;75:191–201.  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.011>.
- [21] Yılmaz İH, Mwesigye A. Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review. *Applied Energy* 2018;225:135–74.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.014>.
- [22] Baharoon DA, Rahman HA, Omar WZW, Fadhl SO. Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015;41:996–1027.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.008>.
- [23] Reddy KS, Kumar KR. Solar collector field design and viability analysis of stand-alone parabolic trough power plants for Indian conditions. *Energy for Sustainable Development*

- 2012;16:456–70. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.09.003>.
- [24] Praveen RP, Baseer MA, Awan AB, Zubair M. Performance analysis and optimization of a parabolic trough solar power plant in the middle east region. *Energies* 2018;11:1–18. <https://doi.org/10.3390/en11040741>.
- [25] Hirbodi K, Enjavi-Arsanjani M, Yaghoubi M. Techno-economic assessment and environmental impact of concentrating solar power plants in Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020;120. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109642>.
- [26] Ummadisingu A, Soni MS. Concentrating solar power - Technology, potential and policy in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:5169–75. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.040>.
- [27] Lovegrove K, Csiro WS. Introduction to concentrating solar power (CSP) technology. *Concentrating Solar Power Technology* 2012:3–15. <https://doi.org/10.1533/9780857096173.1.3>.
- [28] Dinter F, Gonzalez DM. Operability, reliability and economic benefits of CSP with thermal energy storage: First year of operation of ANDASOL 3. *Energy Procedia* 2014;49:2472–81. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.262>.
- [29] Kherbiche Y, Ihaddadene N, Ihaddadene R, Hadji F, Mohamed J, Beghidja AH. Solar Energy Potential Evaluation. Case of Study: M’Sila, an Algerian Province. *International Journal of Sustainable Development and Planning* 2021;16:1501–8. <https://doi.org/10.18280/ijstdp.160811>.
- [30] Monograph on the Province of M’Sila, National Agency for Intermediation and Land Regulation (ANIREF), Ministry of Industry, <https://www.aniref.dz/DocumentsPDF/monographies/MONOGRAPHE%20WILAYA%20MSILA.pdf> [accessed on Apr. 6, 2023] (French version) n.d.
- [31] Younes K. Étude de la possibilité d’intégration de l’énergie solaire dans la production d’électricité à des fins industrielles dans la région de M’Sila. Université Mohamed Boudiaf - M’sila, 2022. <https://doi.org/Thèse de doctorat>.
- [32] MOUALEK Akram MA. Application du logiciel HYSYS aux procédés industriels à M’Sila “Production d’électricité.” Université Mohamed Boudiaf - M’sila, 2023. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [33] Mohamed U, Sila BM. Gestion des ressources en eau dans la commune de M’sila. Université Mouhamed Boudiaf – M’Sila, 2020. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [34] KHERBACHI Asma DF. Méthodes de conservation de la biodiversité cas de la région de M’sila, 2021, p. 97. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [35] Ihaddadene N, Mostfaoui M. Climate change in three different zones in Algeria. 6th World Conference on Climate Change, vol. 10, Berlin, Germany: 2019, p. 30–1.
- [36] MIMECHE F. Ecologie du barbeau de l’Algérie, *Luciobarbus callensis* (Valenciennes,

## Références Bibliographiques

- 1842) (Pisces : Cyprinidae) dans le barrage d'EL K'sob (M'Sila). Ecole Nationale Supérieure Agronomique – EL- Harrach Alger, 2014. <https://doi.org/Thèse de doctorat>.
- [37] BELGOUMRI Hadjer TH. Etude du Bilan hydrologique du barrage K'sob -M'sila-. Université Mohamed El Bachir El Ibrahimi - B.B.A., 2020. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [38] Barech G, Khaldi M, Boujelal FZ. Diversité et structure de la myrmecofaune aux abords du barrage El Ksob en algerie: nouvelle citation pour *Aphaenogaster rupestris* Forel, 1909 (Hymenoptera: Formicidae). *Boletín de La SEA* 2018;1909:253–8.
- [39] Ayyoub A. Contribution à la vérification de la stabilité d'un barrage (cas du barrage de Soubella). Université Larbi Tebessi – Tébessa, 2016. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [40] Djalal T. Analyse De Modes De Defaillance Et De Leurs Effets Sur La Production (Amdec) Cas D'une Station D'épuration Les Eaux Usee. Université Mohamed Boudiaf - M'sila, 2016. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [41] ABDELKEBIR MOHAMMED, CHAMES EDDINE BS. Mise en Marche d'un Groupe Turboalternateur par un Variateur de Vitesse à Trois Niveaux dans une Centrale Thermique (SPE-SONALGAZ de M'sila). Université de Mouhamed Boudiaf - M'Sila, 2022. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [42] SID Yasser AB. Etude thermodynamique d'une turbine à gaz Type V94.2 (avant et après révision). Université Saad Dahlab de Blida, 2019. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [43] Décret exécutif n° 06-138 du 16 Rabie El Aouel 1427 correspondant au 15 avril 2006 réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle. *Journal Officiel De La Republique Algerienne* N° 24 n.d.
- [44] Behar O, Khellaf A, Mohammedi K. A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;23:12–39. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.017>.
- [45] Lovegrove K, Stein W. Concentrating solar power technology. Second Edi. Brian Romer; 2012. <https://doi.org/10.1533/9780857096173>.
- [46] Gauché P, Rudman J, Mabaso M, Landman WA, von Backström TW, Brent AC. System value and progress of CSP. *Solar Energy* 2017;152:106–39. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.072>.
- [47] Pretorius CJ. Solar Energy Technology Road Map - Developing A Local Supply Chain In South Africa For Concentrated Solar Power Plant. University Of Johannesburg, 2012. <https://doi.org/Magister Ingenieriae>.
- [48] Imran Khan M, Asfand F, Al-Ghamdi SG. Progress in research and technological advancements of commercial concentrated solar thermal power plants. *Solar Energy* 2023;249:183–226. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.10.041>.

## *Références Bibliographiques*

- [49] Goyal N, Aggarwal A, Kumar A. Concentrated solar power plants: A critical review of regional dynamics and operational parameters. *Energy Research and Social Science* 2022;83:102331. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102331>.
- [50] Kariuki KS. Technical and Economic Analysis of Parabolic Trough Concentrating Solar Thermal Power Plant. University of Cape Town, 2012. <https://doi.org/Thesis of Masters>.
- [51] Zhang HL, Baeyens J, Degréve J, Cacères G. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;22:466–81. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.032>.
- [52] Herrando M, Markides CN. Hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heat and power provision in the UK: Techno-economic considerations. *Applied Energy* 2016;161:512–32. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.025>.
- [53] Ummadisingu A, Soni MS. Concentrating solar power - Technology, potential and policy in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:5169–75. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.040>.
- [54] Sofiane M. Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermosolaires. Université Abou-Bekr Belkaid – Tlemcen, 2017. <https://doi.org/Thèse de doctorat>.
- [55] Shuai Y, Xia XL, Tan HP. Radiation performance of dish solar concentrator/cavity receiver systems. *Solar Energy* 2008;82:13–21. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.06.005>.
- [56] Ogunmodimu O, Okoroigwe EC. Concentrating solar power technologies for solar thermal grid electricity in Nigeria: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;90:104–19. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.029>.
- [57] Bijarniya JP, Sudhakar K, Baredar P. Concentrated solar power technology in India: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016;63:593–603. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.064>.
- [58] Romero M, González-Aguilar J. Solar thermal CSP technology. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 2014;3:42–59. <https://doi.org/10.1002/wene.79>.
- [59] JEN C DE. Feasibility Study On Concentrated Solar Power Plants In Malaysia. University Of Malaya Kuala Lumpur, 2020. <https://doi.org/Thesis of Master>.
- [60] Eddine BSD. Design And Performance Analysis Of A Parabolic Trough Power Plant Under Tamanrasset Climatological Conditions. Université Abou-Bekr Belkaid – Tlemcen, 2016. <https://doi.org/Master in Energy Engineering track Members>.
- [61] Li X, Lin M, Dai Y, Wang CH. Comparison-Based Optical Assessment of Hyperboloid and Ellipsoid Reflectors in a Beam-Down Solar Tower System with Linear Fresnel Heliostats. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME* 2017;139:1–14. <https://doi.org/10.1115/1.4037742>.

## *Références Bibliographiques*

- [62] Shaikh PH, Lashari AA, Leghari ZH, Memon ZA. Techno-enviro-economic assessment of a stand-alone parabolic solar dish stirling system for electricity generation. *International Journal of Energy Research* 2021;45:10250–70. <https://doi.org/10.1002/er.6513>.
- [63] Alami AH, Olabi AG, Mdallal A, Rezk A, Radwan A, Rahman SMA, et al. Concentrating solar power (CSP) technologies: Status and analysis. *International Journal of Thermofluids* 2023;18:100340. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2023.100340>.
- [64] Ab Kadir MZA, Rafeeu Y, Adam NM. Prospective scenarios for the full solar energy development in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14:3023. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.062>.
- [65] Barlev D, Vidu R, Stroeve P. Innovation in concentrated solar power. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2011;95:2703–25. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2011.05.020>.
- [66] Skouri S, Bouadila S, Ben Salah M, Ben Nasrallah S. Comparative study of different means of concentrated solar flux measurement of solar parabolic dish. *Energy Conversion and Management* 2013;76:1043–52. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.058>.
- [67] Sonawane PD, Bupesh Raja VK. An overview of concentrated solar energy and its applications. *International Journal of Ambient Energy* 2018;39:898–903. <https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1345009>.
- [68] Affandi R, Gan CK, Ab Ghani MR. Performance Comparison for Parabolic Dish Concentrating Solar Power in High Level DNI Locations with George Town, Malaysia. *Applied Mechanics and Materials* 2014;699:570–6. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/amm.699.570>.
- [69] Barnes RC. Performance Modelling, Validation and Operational Feasibility of a Parabolic Trough Power Plant. Faculty of Engineering at Stellenbosch University, 2017. <https://doi.org/Thesis of Master>.
- [70] Bellos E, Tzivanidis C, Papadopoulos A. Optical and thermal analysis of a linear Fresnel reflector operating with thermal oil, molten salt and liquid sodium. *Applied Thermal Engineering* 2018;133:70–80. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.01.038>.
- [71] Mutaz Bargas Elbeh. Concentrated Solar Power Plant For Key Locations In Doha. Qatar University, 2017. <https://doi.org/Thesis of Masters>.
- [72] Sharma V, Nayak JK, Kedare SB. Effects of shading and blocking in linear Fresnel reflector field. *Solar Energy* 2015;113:114–38. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.12.026>.
- [73] Liang H, You S, Zhang H. Comparison of different heat transfer models for parabolic trough solar collectors. *Applied Energy* 2015;148:105–14. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.059>.
- [74] Tagle-Salazar PD, Nigam KDP, Rivera-Solorio CI. Parabolic trough solar collectors: A general overview of technology, industrial applications, energy market, modeling, and standards. *Green Processing and Synthesis* 2020;9:595–649. <https://doi.org/10.1515/gps->

## Références Bibliographiques

- 2020-0059.
- [75] Hachicha AA. Numerical modelling of a parabolic trough solar collector. Universitat Politècnica de Catalunya, 2013. <https://doi.org/Doctoral Thesis>.
- [76] MEKHLOUFI M Iamine, Messaoud S. Etude Technico-économique et Environnementale de la Centrale Hybride de Hassi R'mel. Université Kasdi Merbah Ouargla, 2019. <https://doi.org/Mémoire de Master>.
- [77] Solar S, Riyadh CSP. Advanced qualification methods for parabolic trough receivers. 2013.
- [78] Vignarooban K, Xu X, Arvay A, Hsu K, Kannan AM. Heat transfer fluids for concentrating solar power systems - A review. *Applied Energy* 2015;146:383–96. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.125>.
- [79] Rovira A, Montes MJ, Varela F, Gil M. Comparison of Heat Transfer Fluid and Direct Steam Generation technologies for Integrated Solar Combined Cycles. *Applied Thermal Engineering* 2013;52:264–74. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.12.008>.
- [80] Li T, Zhang Z, Lu J, Yang J, Hu Y. Two-stage evaporation strategy to improve system performance for organic rankine cycle. *Applied Energy* 2015;150:323–34. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.016>.
- [81] Cheang VT, Hedderwick RA, McGregor C. Benchmarking supercritical carbon dioxide cycles against steam Rankine cycles for Concentrated Solar Power. *Solar Energy* 2015;113:199–211. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.12.016>.
- [82] Ali HA. Design Of A Fully Concentrated Solar Powered Electricity Generation Plant For The UAE. Faculty of the American University of Sharjah, 2018. <https://doi.org/Thesis of Master>.
- [83] Tempies JC. A Technical Evaluation Of Concentrating Solar Thermal Power Generation Technologies For The Upington Area Of South Africa. University of KwaZulu-Natal, 2012. <https://doi.org/Thesis of Master>.
- [84] Martín L, Martín M. Optimal year-round operation of a concentrated solar energy plant in the south of Europe. *Applied Thermal Engineering* 2013;59:627–33. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.06.031>.
- [85] Liqreina A, Qoaidar L. Dry cooling of concentrating solar power (CSP) plants, an economic competitive option for the desert regions of the MENA region. *Solar Energy* 2014;103:417–24. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.039>.
- [86] Boukelia TE, Bouraoui A, Laouafi A, Djimli S, Kabar Y. 3E (Energy-Exergy-Economic) comparative study of integrating wet and dry cooling systems in solar tower power plants. *Energy* 2020;200. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117567>.
- [87] Santos JJCS, Palacio JCE, Reyes AMM, Carvalho M, Freire AJR, Barone MA. Concentrating Solar Power. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*

- 2018;1:373–402. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812959-3.00012-5>.
- [88] Pihl E. Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future. German Academy of Sciences Leopoldina 2011 Apart: 2011.
- [89] Mira-Hernández C, Flueckiger SM, Garimella S V. Numerical simulation of single- and dual-media thermocline tanks for energy storage in concentrating solar power plants. *Energy Procedia* 2014;49:916–26. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.099>.
- [90] Fernandes D, Pitié F, Cáceres G, Baeyens J. Thermal energy storage: “How previous findings determine current research priorities.” *Energy* 2012;39:246–57. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.01.024>.
- [91] Yao S, Wei Y, Lu Z, Guo S, Chen J, Yu Z. Review of Research Progress on Concentrated Solar Energy Utilization System. *Renewables* 2023;1:397–414. <https://doi.org/10.31635/renewables.023.202200018>.
- [92] Raboaca MS, Badea G, Enache A, Filote C, Rasoi G, Rata M, et al. Concentrating solar power technologies. *Energies* 2019;12:1–17. <https://doi.org/10.3390/en12061048>.
- [93] Trieb F, Schillings C, Sullivan MO, Pregger T, Hoyer-klick C. *Global Potential of Concentrating Solar Power*. vol. 0. Berlin, Germany: 2009.
- [94] Boukelia TE, Mecibah MS. Parabolic trough solar thermal power plant: Potential, and projects development in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;21:288–97. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.074>.
- [95] Raza A, Higgs AR, Alobaidli A, Zhang T. Water recovery in a concentrated solar power plant. *AIP Conference Proceedings* 2016;1734. <https://doi.org/10.1063/1.4949255>.
- [96] Tahir S, Ahmad M, Abd-ur-Rehman HM, Shakir S. Techno-economic assessment of concentrated solar thermal power generation and potential barriers in its deployment in Pakistan. *Journal of Cleaner Production* 2021;293. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126125>.
- [97] Li Y, Liao S, Rao Z, Liu G. A dynamic assessment based feasibility study of concentrating solar power in China. *Renewable Energy* 2014;69:34–42. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.024>.
- [98] Anwarzai MA, Nagasaka K. Utility-scale implementable potential of wind and solar energies for Afghanistan using GIS multi-criteria decision analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017;71:150–60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.048>.
- [99] Solangi YA, Shah SAA, Zameer H, Ikram M, Saracoglu BO. Assessing the solar PV power project site selection in Pakistan: based on AHP-fuzzy VIKOR approach. *Environmental Science and Pollution Research* 2019;26:30286–302. <https://doi.org/10.1007/s11356-019-06172-0>.
- [100] Belgasim B, Aldali Y, Abdunnabi MJR, Hashem G, Hossin K. The potential of concentrating solar power (CSP) for electricity generation in Libya. *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews 2018;90:1–15. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.045>.
- [101] Jeal C, Perold V, Ralston-Paton S, Ryan PG. Impacts of a concentrated solar power trough facility on birds and other wildlife in South Africa. *Ostrich* 2019;90:129–37. <https://doi.org/10.2989/00306525.2019.1581296>.
- [102] Ho CK. Review of avian mortality studies at concentrating solar power plants. *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734, 2016. <https://doi.org/10.1063/1.4949164>.
- [103] Zahraoui Y, Basir Khan MR, Alhamrouni I, Mekhilef S, Ahmed M. Current status, scenario, and prospective of renewable energy in Algeria: A review. *Energies* 2021;14. <https://doi.org/10.3390/en14092354>.
- [104] Bouraiou A, Necaibia A, Boutasseta N, Mekhilef S, Dabou R, Ziane A, et al. Status of renewable energy potential and utilization in Algeria. *Journal of Cleaner Production* 2020;246:119011. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119011>.
- [105] Abdelhafidi N, Bachari NEI, Abdelhafidi Z, Cheknane A, Mokhnache A, Castro L. Modeling of integrated solar combined cycle power plant (ISCC) of Hassi R'mel, Algeria. *International Journal of Energy Sector Management* 2020;14:505–26. <https://doi.org/10.1108/IJESM-08-2018-0013>.
- [106] Behar O, Khellaf A, Mohammedi K, Ait-Kaci S. A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014;39:223–50. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.066>.
- [107] Benabdellah HM, Ghenaiet A. Energy, exergy, and economic analysis of an integrated solar combined cycle power plant. *Engineering Reports* 2021;3:1–25. <https://doi.org/10.1002/eng2.12404>.
- [108] Ikhlef K, Larbi S. Techno-economic optimization for implantation of parabolic trough power plant: Case study of Algeria. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2020;12. <https://doi.org/10.1063/5.0013699>.
- [109] Ghodbane M, Boumeddane B. Optical modeling and thermal behavior of a parabolic trough solar collector in the Algerian Sahara. *Modelling, Measurement and Control B* 2017;86:406–26. [https://doi.org/10.18280/mmc\\_b.860207](https://doi.org/10.18280/mmc_b.860207).
- [110] Ghodbane M, Boumeddane B. Engineering design and optical investigation of a concentrating collector: Case study of a parabolic trough concentrator. *J Fundam Appl Sci* 2018;10:148-171. <http://dx.doi.org/10.4314/jfas.v10i2.11>.
- [111] Ghodbane M, Boumeddane B, Hussein AK, Li D, Sivasankaran S. Optical Numerical Investigation of a Solar Power Plant of Parabolic Trough Collectors. *Journal of Thermal Engineering* 2021;7:550–69. <https://doi.org/10.18186/THERMAL.888167>.
- [112] Debbache M, Karoua H, Laissaoui M, Hazmoune M, Takilalte A, Bouhallassa A, et al. Design parameters effect on annual energy production of proposed design of parabolic trough solar plant. *Proceedings of 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2018* 2018:1–6. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2018.8702844>.

- [113] Mansour K, Boudries R, Dizene R. Optical, 2D thermal modeling and exergy analysis applied for performance prediction of a solar PTC. *Solar Energy* 2018;174:1169–84. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.09.040>.
- [114] Agagna B, Smaili A, Behar O. An improved model for predicting the performance of parabolic trough solar collectors. *International Journal of Energy Research* 2018;42:4512–21. <https://doi.org/10.1002/er.4165>.
- [115] Yahi F, Belhamel M, Bouzeffour F, Sari O. Structured dynamic modeling and simulation of parabolic trough solar collector using bond graph approach. *Solar Energy* 2020;196:27–38. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.065>.
- [116] Kenza D, Syham K. Numerical Simulation of Forced Convection in Receiver of two Concentrators: dish parabolic and trough parabolic. *Revue Des Matériaux & Energies Renouvelable* 2021;5.
- [117] Loubna B, Yacine M, Zakia , Abdelmadjid, Boumediène MA. Simulation of different modes of heat transfer on a parabolic trough solar collector. *International Journal of Energetica (IJECA)* 2021;6:07–12.
- [118] Douani M, Labbaci A, Hadj Benaichouche H. Analysis of the energetic feasibility of parabolic trough collectors integrated in solar towers in Adrar area. *Energy Procedia* 2013;36:1085–100. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.124>.
- [119] Boukhalfa M, Merzouk M, Merzouk NK. Optical analysis of an evacuated parabolic trough receiver with a plate absorber. *Proceedings of 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2018* 2018:1–5. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2018.8702915>.
- [120] Tahtah R, Bouchoucha A, Abid C, Fatmi H, Kezrit D. Numerical study of mixed convection for different concentrations of a parabolic trough collector and experimental determination of temperatures (case study for winter climatic conditions). *International Journal of Ambient Energy* 2021;42:586–96. <https://doi.org/10.1080/01430750.2018.1562973>.
- [121] Reda HM, Abdelylah B. Numerical investigation and solar flux distribution analysis of parabolic trough solar collector by adding secondary reflector. *Instrumentation Measure Metrologie* 2019;18:275–80. <https://doi.org/10.18280/i2m.180307>.
- [122] Ghodbane M, Boumeddane B. A numerical analysis of the energy behavior of a parabolic trough concentrator. *Journal of Fundamental and Applied Sciences* 2018;8:671. <https://doi.org/10.4314/jfas.v8i3.2>.
- [123] Ghodbane M, Boumeddane B, Hussein AK, Ali HM, Li D. Thermal Numerical Investigation Of A Small Parabolic Trough Collector Under Desert Climatic Conditions. *Journal of Thermal Engineering* 2021;7:429–46. <https://doi.org/10.18186/THERMAL.884657>.
- [124] Amina B, Miloud A, Samir L, Abdelylah B, Solano JP. Heat transfer enhancement in a parabolic trough solar receiver using longitudinal fins and nanofluids. *Journal of Thermal*

## Références Bibliographiques

- Science 2016;25:410–7. <https://doi.org/10.1007/s11630-016-0878-3>.
- [125] Benabderrahmane A. Numerical investigation of heat transfer enhancement inside a parabolic trough solar collector using dimpled absorber. *International Journal of Energetica* 2017;2:01. <https://doi.org/10.47238/ijeca.v2i2.41>.
- [126] Laaraba A, Mebarki G. Enhancing Thermal Performance of a Parabolic Trough Collector with Inserting Longitudinal Fins in the Down Half of the Receiver Tube. *Journal of Thermal Science* 2020;29:1309–21. <https://doi.org/10.1007/s11630-020-1256-8>.
- [127] Marif Y, Benmoussa H, Bouguettaia H, Belhadj MM, Zerrouki M. Numerical simulation of solar parabolic trough collector performance in the Algeria Saharan region. *Energy Conversion and Management* 2014;85:521–9. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.002>.
- [128] Benabderrahmane A, Benazza A, Samir L. Heat Transfer Behaviors in a Parabolic Trough Solar Collector Heat Transfer Behaviors in a Parabolic Trough Solar. *International Journal of Scientific Research Engineering & Technology* 2016;5:568–75.
- [129] Benabderrahmane A, Benazza A, Laouedj S, Solano JP. Numerical analysis of compound heat transfer enhancement by single and two-phase models in parabolic through solar receiver. *Mechanika* 2017;23:55–61. <https://doi.org/10.5755/j01.mech.23.1.14053>.
- [130] Said Z, Ghodbane M, Boumeddane B, Tiwari AK, Sundar LS, Li C, et al. Energy, exergy, economic and environmental (4E) analysis of a parabolic trough solar collector using MXene based silicone oil nanofluids. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2022;239:111633. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111633>.
- [131] Guerraiche D, Guerraiche K, Driss Z, Chibani A, Merouani S, Bougriou C. Heat Transfer Enhancement in a Receiver Tube of Solar Collector Using Various Materials and Nanofluids. *Engineering, Technology and Applied Science Research* 2022;12:9282–94. <https://doi.org/10.48084/etasr.5214>.
- [132] Boukelia T, Mecibah M, Laouafi A. Performance simulation of parabolic trough solar collector using two fluids (thermic oil and molten salt). *Journal of Fundamental and Applied Sciences* 2016;8:600. <https://doi.org/10.4314/jfas.v8i2.28>.
- [133] Boukelia TE, Arslan O, Djimli S, Kabar Y. ORC fluids selection for a bottoming binary geothermal power plant integrated with a CSP plant. *Energy* 2023;265:126186. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126186>.
- [134] Upadhyay BH, Patel AJ, Ramana P V. A detailed review on solar parabolic trough collector. *International Journal of Ambient Energy* 2022;43:176–96. <https://doi.org/10.1080/01430750.2019.1636869>.
- [135] Gama A, Larbes C, Malek A, Yettou F, Adouane B. Design and realization of a novel sun tracking system with absorber displacement for parabolic trough collectors. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2013;5. <https://doi.org/10.1063/1.4807476>.
- [136] Gama A, Larbes C, Malek A, Yettou F. Feasibility study of a novel one-axis sun tracking

- system with reflector displacement in a parabolic trough concentrator. *Green Energy and Technology* 2018;1155–64. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-62575-1\\_80](https://doi.org/10.1007/978-3-319-62575-1_80).
- [137] Brand B, Boudghene Stambouli A, Zejli D. The value of dispatchability of CSP plants in the electricity systems of Morocco and Algeria. *Energy Policy* 2012;47:321–31. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.073>.
- [138] merad faycel, Ahmed Abbassi H, Souaidi H, Allaeddine B. A Novel Optimal Control of PTC Production Based on Hydrogen Storage. *SSRN Electronic Journal* 2022. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4265790>.
- [139] Behar O, Kellaf A, Mohamedi K, Belhamel M. Instantaneous performance of the first integrated solar combined cycle system in Algeria. *Energy Procedia* 2011;6:185–93. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.022>.
- [140] Paper C, Bougara H, Centre AK, Re E, Bougara H. Performances Simulation and Exergy Analysis of a Parabolic Trough Collector Solar / Gas Power Plant. *International Conference on Nuclear & Renewable Energy Resources İstanbul, TURKEY, 20-23 May 2012, 2012*.
- [141] Achour L, Bouharkat M, Behar O. Performance assessment of an integrated solar combined cycle in the southern of Algeria. *Energy Reports* 2018;4:207–17. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.003>.
- [142] Zaaraoui A, Yousfi ML, Said N. Technical and economical performance of parabolic trough collector power plant under Algerian climate. *Procedia Engineering* 2012;33:78–91. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2012.01.1179>.
- [143] Azouzoute A, Alami A, Touili S. Overview of the integration of CSP as an alternative energy source in the MENA region. *Energy Strategy Reviews* 2020;29:100493. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100493>.
- [144] Messai A, Benkedda Y, Bouaichaoui S, Benzerga M. Feasibility study of parabolic trough solar power plant under Algerian climate. *Energy Procedia* 2013;42:73–82. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.11.007>.
- [145] Trad A, Ait Ali MA. Determination of the optimum design through different funding scenarios for future parabolic trough solar power plant in Algeria. *Energy Conversion and Management* 2015;91:267–79. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.013>.
- [146] Boukelia TE, Arslan O, Mecibah MS. ANN-based optimization of a parabolic trough solar thermal power plant. *Applied Thermal Engineering* 2016;107:1210–8. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.07.084>.
- [147] Chakib S, Bouhelal G, Etap L, Ghardaïa G, Saïd AA. Mathematical Modelling of a Solar Parabolic Trough Collector. *International Journal of Engineering Research & Technology* 2015;4:227–34.
- [148] Ghodbane M, Boumeddane B, Lahrech K. Solar thermal energy to drive ejector HVAC systems: A numerical study under Blida climatic conditions. *Case Studies in Thermal*

- Engineering 2021;28:101558. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101558>.
- [149] Ghodbane M, Said Z, Ketfi O, Boumeddane B, Hoang AT, Sheikholeslami M, et al. Thermal performance assessment of an ejector air-conditioning system with parabolic trough collector using R718 as a refrigerant: A case study in Algerian desert region. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 2022;53:102513. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102513>.
- [150] Derbal-mokrane H, Amrouche F, Omari MN, Yahmi I. ScienceDirect Hydrogen production through parabolic trough power plant based on the Organic Rankine Cycle implemented in the Algerian Sahara. *International Journal of Hydrogen Energy* 2021;46:32768–82. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.07.135>.
- [151] Boudries R. Analysis of solar hydrogen production in Algeria: Case of an electrolyzer-concentrating photovoltaic system. *International Journal of Hydrogen Energy* 2013;38:11507–18. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.04.136>.
- [152] Boudries R. Techno-economic study of hydrogen production using CSP technology. *International Journal of Hydrogen Energy* 2018;43:3406–17. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.157>.
- [153] Ouagued M. Magnesium-Chlorine Cycle for Hydrogen Production Driven by Solar Parabolic Trough Collectors. *Journal of Solar Energy Research* 2021;6:799–813.
- [154] Abbas M, Aburideh H, Tigrine Z, Merzouk NK, Hamadene A. Thermal Study of a Brackich Water Desalination Process using Solar Energy. *Proceedings of 2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2017* 2018:1–4. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2017.8477426>.
- [155] Soudani ME, Aiadi KE, Bechki D, Chihi S. Experimental and theoretical study of Parabolic trough collector (PTC) with a flat glass cover in the region of algerian sahara (Ouargla). *Journal of Mechanical Science and Technology* 2017;31:4003–9. <https://doi.org/10.1007/s12206-017-0747-3>.
- [156] Soudani ME, Aiadi KE, Bechki D. Water heating by Parabolic Trough Collector with storage in the Ouargla region of Algerian Sahara. *Materials Today: Proceedings* 2020;24:137–9. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.07.707>.
- [157] Benmenine D, Ghodbane M. A small parabolic trough collector as a solar water heater: an experimental study in Ouargla region, Algeria. *International Journal of Energetica* 2020;5. <https://doi.org/10.47238/ijeca.v5i2.141>.
- [158] Rafik L, Nadir B, Nadia B. Sahara Potential and Sustainable Development of Algeria: A Thermal Experimental Study of Parabolic Trough Solar Concentrator with New Perspectives of Solar Energy. *Lecture Notes in Networks and Systems* 2018;35:143–54. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-73192-6\\_15](https://doi.org/10.1007/978-3-319-73192-6_15).
- [159] Agagna B, Smaili A. Numerical and Experimental Study of Parabolic Trough Solar Collector. Springer Singapore; 2020. [https://doi.org/10.1007/978-981-15-5444-5\\_12](https://doi.org/10.1007/978-981-15-5444-5_12).

- [160] Sultan AJ, Hughes KJ, Ingham DB, Ma L, Pourkashanian M. Techno-economic competitiveness of 50 MW concentrating solar power plants for electricity generation under Kuwait climatic conditions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020;134:110342. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110342>.
- [161] Ehtiwesh IAS, Neto Da Silva F, Sousa ACM. Deployment of parabolic trough concentrated solar power plants in North Africa—a case study for Libya. *International Journal of Green Energy* 2019;16:72–85. <https://doi.org/10.1080/15435075.2018.1533474>.
- [162] Yousef Ahmed Attai, Khairy Fakhry Megallaa SSA. Comparison for Performance of Concentrated Parabolic Trough Power Plant in Egypt & Spain. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering* 2015;5:327–33.
- [163] Jailani NA, Ahmad A, Norazahar N. A Techno-Economic Analysis of Parabolic Trough Collector (PTC) and Solar Power Tower (SPT) as Solar Energy in Malaysia. *Journal of Energy and Safety Technology (JEST)* 2021;4:13–28. <https://doi.org/10.11113/jest.v4n2.94>.
- [164] Shagdar E, Lougou BG, Sereeter B, Shuai Y, Mustafa A, Ganbold E, et al. Performance Analysis of the 50 MW Concentrating Solar Power Plant under Various Operation Conditions. *Energies* 2022;15:1–24. <https://doi.org/10.3390/en15041367>.
- [165] Gamil A, Li P, Ali B, Hamid MA. Concentrating solar thermal power generation in Sudan: Potential and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022;161. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112366>.
- [166] System Advisor Model (SAM) n.d. <https://www.co2en.cat/en/downloads/software/energy-simulation-software/system-advisor-model-sam/>.
- [167] Abbas M, Merzouk NK, Belgroun Z, Tigrine Z, Aburidah H. Parametric Study of the installation of a Solar Power Tower plant under Saharan Climate of Algeria: case study of Tamanrasset. *Proceedings of The first International Conference on Nanoelectronics, Communications and Renewable Energy* 2013, 2013, p. 357–62.
- [168] Belgasim B, Elmnefi M. Evaluation of a Solar Parabolic Trough Power Plant under Climate Conditions in Libya. *13th International Conference on Sustainable Energy Technologies (SET2014)* 2014:1–7. <https://doi.org/10.13140/2.1.3788.4485>.
- [169] NREL. System Advisor Model (SAM) case study: Andasol-1, Aldeire, Spain; 2013. n.d.:1–10. [https://sam.nrel.gov/sites/sam.nrel.gov/files/content/case\\_studies/%0AAsam\\_case\\_csp\\_physical\\_trough\\_andasol-1\\_2013-1-15.pdf](https://sam.nrel.gov/sites/sam.nrel.gov/files/content/case_studies/%0AAsam_case_csp_physical_trough_andasol-1_2013-1-15.pdf) (accessed October 10, 2022).
- [170] Eddine S, Chargui R, Qoaidar L, Liqreina A, Guizani A. Techno-economic performance of concentrating solar power plants under the climatic conditions of the southern region of Tunisia. *Energy Conversion and Management* 2016;119:203–14. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.033>.
- [171] Herrmann U, Geyer M. The AndaSol Project, Work shop on thermal storage for Trough

- Power Systems, February 20-22 (2002). 2002. <https://p2infohouse.org/ref/46/45523.pdf> (accessed January 24, 2023).
- [172] Purohit I, Purohit P. Technical and economic potential of concentrating solar thermal power generation in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017;78:648–67. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.059>.
- [173] Guzman L, Henao A, Vasquez R. Simulation and optimization of a parabolic trough solar power plant in the city of Barranquilla by using system advisor model (SAM). *Energy Procedia* 2014;57:497–506. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.203>.
- [174] Cáceres G, Montané M, Nasirov S, O’Ryan R. Review of thermal materials for CSP plants and lcoe evaluation for performance improvement using chilean strategic minerals: Lithium salts and copper foams. *Sustainability (Switzerland)* 2016;8. <https://doi.org/10.3390/su8020106>.
- [175] Marugán-Cruz C, Serrano D, Gómez-Hernández J, Sánchez-Delgado S. Solar multiple optimization of a DSG linear Fresnel power plant. *Energy Conversion and Management* 2019;184:571–80. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.054>.
- [176] Mihoub S, Chermiti A, Beltagy H. Methodology of determining the optimum performances of future concentrating solar thermal power plants in Algeria. *Energy* 2017;122:801–10. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.056>.
- [177] Bataineh KM, Gharaibeh A. Optimization analyses of parabolic trough (CSP) plants for the desert regions of the middle east and North Africa (MENA). *Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering* 2018;12:33–43.
- [178] International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Concentrating Solar Power (CSP)*. Abu Dhabi: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications); 2022.
- [179] Solomon S, Plattner GK, Knutti R, Friedlingstein P. Irreversible climate change due to carbon dioxide emissions. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 2009;106:1704–9. <https://doi.org/10.1073/pnas.0812721106>.
- [180] Hassabelgabo Abdelrazig Ibrahim DS, Mohammed Elmardi Suleiman Khayal DO. Solar Energy Potential and Assessment of Csp Plant Accounting for Sustainability in Sudan. *International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology* 2020;5:12–9. <https://doi.org/10.33564/ijeast.2020.v05i07.003>.
- [181] Brander AM, Sood A, Wylie C, Haughton A, Lovell J, Reviewers I, et al. Electricity-specific emission factors for grid electricity. *Ecometrica* 2011:1–22.
- [182] Awan AB, Zubair M, Chandra Mouli KVV. Design, optimization and performance comparison of solar tower and photovoltaic power plants. *Energy* 2020;199:117450. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117450>.
- [183] Awan AB, Zubair M, Praveen RP, Bhatti AR. Design and comparative analysis of photovoltaic and parabolic trough based CSP plants. *Solar Energy* 2019;183:551–65. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.037>.

## Résumé

Dans le domaine de la production d'électricité verte, la technologie de l'énergie solaire concentrée à collecteur cylindro-parabolique est reconnue comme l'une des options les plus efficaces et les plus pratiques. Dans la première partie de cette thèse, nous avons étudié la viabilité de construire une centrale d'énergie solaire concentrée (CSP) utilisant la technologie des collecteurs cylindro-paraboliques (PTC), comme la centrale électrique d'Andasol-1 au sud de l'Espagne dans la région de M'Sila au nord de l'Algérie, grâce au logiciel SAM. La centrale de référence a une capacité de 50 MW et contient une technologie de stockage d'énergie thermique (TES). Les résultats ont montré que lorsque la centrale Andasol-1 est installée à M'Sila, elle produit de l'électricité toute l'année de 11h00 à 17h00, avec une puissance moyenne comprise entre 25 MWe et 50 MWe. Lorsqu'elles sont combinées, les variables l'irradiation directe normal, température et humidité relative représentent 98,2 % de la variance de la production électrique à M'Sila. Les conditions climatiques de M'Sila rendent favorable l'installation d'une centrale CSP similaire à Andasol-1 puisqu'elle peut produire 177,22 GWh d'électricité par an sur le site de M'Sila.

Par ailleurs, dans la deuxième partie, la conception, l'analyse et l'optimisation des performances d'une centrale CSP basée sur la technologie PTC d'une capacité de 100 MW équipée d'un système TES ont été réalisées, dans deux sites représentatifs en Algérie (Tamanrasset et M'Sila). Les résultats de l'analyse des performances menée sur la conception optimisée ont montré que les valeurs optimales du multiple solaire (SM) et les heures de pleine charge (FLH) du système TES pour la centrale électrique proposée sur le site de M'Sila se sont avérées être respectivement de 3 et 7 heures, avec une production annuelle d'électricité de 451,84 GWh et une faible valeur du coût actualisé de l'électricité (LCOE) de 7,8 ¢/kWh.

L'étude a conclu que le site de M'Sila a fourni des résultats encourageants concernant le déploiement de centrales CSP intégrant la technologie PTC. M'Sila peut réduire la demande sur sa centrale thermique, en particulier pendant l'été, en déployant des installations CSP dotées de la technologie de collecteur cylindro-parabolique, pouvant contribuer de manière significative à la production d'électricité propre et durable à long terme.

**Mots clés :** Énergie solaire concentrée ; collecteur cylindro-parabolique ; Andasol-1 ; M'Sila ; SAM.

## **Abstract**

In the field of green electricity generation, parabolic trough concentrated solar power technology is acknowledged as one of the most efficient and practicable options. In the first part of this thesis, we studied the viability of building a Concentrating Solar Power plant (CSP) using parabolic trough technology, like the Andasol-1 power plant in southern Spain in the M'Sila region of northern Algeria, through the System Advisor Model (SAM) software. The reference plant has a capacity of 50 MW and contains thermal energy storage (TES) technology. The results showed that when the Andasol-1 plant is installed in M'Sila, it produces electricity all year round from 11h00 a.m. to 17h00, with an average power of between 25 MWe and 50 MWe. When combined, the variables DNI, temperature, and relative humidity account for 98.2 % of the variance in electricity production in M'Sila. The climatic conditions of M'Sila make it favorable to install a CSP plant similar to Andasol-1 since it can produce 177.22 GWh of electricity annually at the M'Sila location.

Furthermore, in the second part, the design, analysis and optimization of the performances of a CSP plant based on PTC technology with a capacity of 100 MW equipped with a TES system were carried out, in two sites representatives in Algeria (Tamanrasset and M'Sila). The results of the performance analysis conducted on the optimized design showed that the optimal values of the solar multiple (SM) and full load hours (FLH) of the TES system for the proposed power plant at the M'Sila site are found to be 3 and 7 hours, respectively, with an annual electricity production of 451.84 GWh and a low levelized cost of electricity (LCOE) value of 7.8¢/kWh.

The study concluded that the M'Sila site provided encouraging results regarding the deployment of CSP plants integrating PTC technology. M'Sila can reduce demand on its thermal power plant, particularly during summer, by deploying CSP plants with parabolic trough collector technology, which can significantly contribute to the production of clean and sustainable electricity in the long term.

**Keywords:** Concentrated Solar Power; parabolic trough collector; Andasol-1; M'Sila; SAM.

## ملخص

في مجال توليد الكهرباء الصديقة للبيئة، تعتبر تقنية الطاقة الشمسية المركزة ذات تقنية المجمع الإسطواني المكافئ واحدة من أكثر الخيارات كفاءة وعملية. في الجزء الأول من هذه الأطروحة، قمنا بدراسة جدوى بناء محطة للطاقة الشمسية المركزة باستخدام تكنولوجيا المجمع الإسطواني المكافئ، مثل محطة توليد الكهرباء Andasol-1 في جنوب إسبانيا في منطقة المسيلة في شمال الجزائر، وذلك بفضل برنامج SAM. تبلغ قدرة المحطة المرجعية 50 ميغاوات وتحتوي على تقنية تخزين الطاقة الحرارية. وأظهرت النتائج أنه عند تركيب محطة أنداسول-1 بالمسيلة، فإنها تنتج الكهرباء على مدار السنة من الساعة 11 صباحاً إلى الساعة 5 مساءً، بمتوسط قدرة تتراوح بين 25 ميغاوات و 50 ميغاوات. وعند جمعها فإن متغيرات التشعيع الطبيعي المباشر ودرجة الحرارة والرطوبة النسبية تمثل 98.2% من التباين في إنتاج الكهرباء بالمسيلة. إن الظروف المناخية لولاية المسيلة تجعل من المناسب إنشاء محطة للطاقة الشمسية المركزة مماثلة لمحطة أنداسول-1 حيث يمكنها إنتاج 177,22 جيجاوات ساعة من الكهرباء سنوياً بموقع المسيلة.

علاوة على ذلك، في الجزء الثاني، تم تنفيذ تصميم وتحليل وتحسين أداء محطة للطاقة الشمسية المركزة تعتمد على تكنولوجيا المجمع الإسطواني المكافئ بقدرة 100 ميغاوات مجهزة بنظام تخزين الطاقة الحرارية، في موقعين ممثلين بالجزائر (تمنراست والمسيلة). أظهرت نتائج تحليل الأداء الذي تم إجراؤه على التصميم الأمثل أن القيم المثلى للمضاعف الشمسي وساعات الحمل الكامل لنظام تخزين الطاقة الحرارية لمحطة الطاقة المقترحة بموقع المسيلة تبلغ 3 و 7 ساعات على التوالي، مع معدل سنوي إنتاج الكهرباء 451.84 جيجاوات ساعة وقيمة منخفضة لسعر استهلاك الطاقة تبلغ 7.8 سنتات/كيلووات ساعة.

وخلصت الدراسة إلى أن موقع المسيلة قدم نتائج مشجعة فيما يتعلق بنشر محطات الطاقة الشمسية المركزة التي تدمج تكنولوجيا مجمع المجمع الإسطواني المكافئ. ويمكن للمسيلة أن تقلل الطلب على محطة الطاقة الحرارية، خاصة خلال فصل الصيف، من خلال نشر محطات الطاقة الشمسية المركزة المزودة بتكنولوجيا مجمع الإسطواني المكافئ، والتي يمكن أن تساهم بشكل كبير في إنتاج كهرباء نظيفة ومستدامة على المدى الطويل.

**الكلمات المفتاحية:** الطاقة الشمسية المركزة؛ مجمع أسطواني مكافئ؛ أنداسول-1؛ المسيلة؛ برنامج.